

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Aplicações de energia para o desenvolvimento de comunidades rurais

João Paulo Batalha Arsénio

Dissertação

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2013

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Aplicações de energia para o desenvolvimento de comunidades rurais

João Paulo Batalha Arsénio

Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Trabalho realizado sob a supervisão de:

Jorge Maia Alves (FCUL)

Miguel Centeno Brito (FCUL)

2013

Agradecimentos

Aos meus coordenadores, Professor Jorge Maia Alves e Professor Miguel Centeno Brito pela dedicação, abertura a novas ideias e aconselhamento durante todo o processo. Pelo apoio contínuo, não só académico, mas também pessoal. Agradeço a orientação na exploração e crescimento pessoal, facto que me tornou mais consciente e profissional.

A incansável ajuda e contributo da Sara Dourado, que nos momentos mais complicados sempre esteve com uma palavra amiga, um conselho, um ombro e um sorriso. Um agradecimento muito especial à Piedade Coruche pela oportunidade que me proporcionou em trabalhar e aprender, tal como pela sua paciência e dedicação.

Toda a equipa TESE - Engenheiros Sem Fronteiras, com especial agradecimento ao David Afonso pela disponibilidade constante em ajudar, investigar, apoiar e mobilizar os recursos necessários para levar os trabalhos a bom porto e ao Ayrson Barros e Sambel Baldé, pelos preciosos contributos e ligação com o terreno, nem sempre fácil e direta.

Agradeço aos meus pais que sempre acreditaram em mim, no meu futuro e me deixaram percorrer o rumo que queria com todo o seu apoio.

A todos os meus amigos que me ajudaram direta e indiretamente, em discussões, revisões, ideias e nos melhores e piores momentos.

Resumo

A Guiné-Bissau (GB) ocupa a 176ª posição, entre 182 países, no Índice de Desenvolvimento Humano. A taxa de pobreza ascende a 64,7 % da população. Num contexto político-militar-económico volátil, este país tem sido assolado por consecutivos golpes de estado desde a sua independência, provocando instabilidade em todos os sectores da sociedade.

O consumo médio de energia primária é um dos principais indicadores de desenvolvimento de um país. A média mundial é de 1,81 tep/ano/pessoa, no entanto, na GB é apenas 0,12 tep/ano/pessoa, menos 93,4% da energia consumida, em média, por habitante no mundo.

A TESE-Engenheiros Sem Fronteiras, propôs-se contribuir de forma positiva e ativa para o desenvolvimento na Guiné Bissau através do melhoramento do acesso a energia, atuando de forma direta em Bambadinca, na região de Bafatá, onde 72,4% da população vive no limiar da pobreza, com menos de 2 USD/dia.

A ação concreta, o Programa Comunitário de Acesso a Energia Renovável (PCAER), consiste na criação de uma *utility* comunitária de exploração de um serviço de energia moderno e acessível aos 6.473 habitantes na vila de Bambadinca. Este engloba a capacitação de uma associação local guineense para gerir técnica e financeiramente a infraestrutura de produção e de distribuição de energia solar FV. A infraestrutura de produção será composta por uma Central Fotovoltaica Híbrida (CFH) e a distribuição de energia assegurada por uma Rede Elétrica de Baixa e Média Tensão (REB - Rede Elétrica Bambadinca).

O presente trabalho teve por objetivo principal elaborar o estudo técnico e caderno de encargos, para a construção da infraestrutura de produção de energia solar FV, a Central Fotovoltaica Híbrida de Bambadinca (CFH).

O trabalho descreve e caracteriza os principais fatores que condicionam o dimensionamento da CFH, tal como o seu funcionamento, tomando em consideração todos os fatores previstos de perdas ambientais e técnicos. O consumo energético foi projetado numa curva de carga a 10 anos, que é tomada como base para o dimensionamento. Uma vez que esta projecção está dependente de um número significativo de pressupostos, sobretudo envolvendo aspectos comportamentais da população, facilmente ocorrerão no futuro desvios relativamente ao esperado. Nos estudos são abordados as condicionantes de interoperacionalidade e compatibilidade com a REB, a solução orgânica/funcional da CFH e os seus subsistemas.

Como resultado deste estudo foram elaboradas as peças escritas e desenhadas que constituíram o caderno de encargos para o concurso público internacional de fornecimento e construção da CFH.

Palavras-chave: Electrificação rural, Energia solar FV, Central Fotovoltaica Híbrida Guiné-Bissau, Bambadinca;

Abstract

Guinea-Bissau (GB) occupies the 176th place among 182 countries in the Human Development Index. Its poverty rate stands at 64.7% of the population. In a political-military-economic volatile context, this country has been plagued by successive coups since independence, provoking instability in all sectors of society.

The average consumption of primary energy is a key indicator of a country's development. The world average is 1.81 tep/year/person, however, in GB is only 0.12 tep/year/person, least 93.4% of the energy consumed on average per inhabitant in the world.

TESE-ESF proposed to contribute positively and actively, to the development, by improving access to energy, acting directly in Bambadinca, in Bafatá region, where 72.4% of the population lives below the poverty threshold, on less than 2 USD/day.

The concrete action, the Programme of Community Access to Renewable Energy (PCAER), consists in the creation of a community utility that operates a modern and affordable energy service to the 6,473 inhabitants of Bambadinca village. This includes the training of a local Guinea association to technically and financially manage the infrastructure for production and distribution of PV solar energy. The production infrastructure is composed of a Hybrid Photovoltaic Power Plant (CFH) and distribution of energy provided by a Grid of Low and Medium Voltage (REB).

This study aimed to prepare the technical study and specifications for construction of the infrastructure for production of PV solar energy, the Photovoltaic Hybrid Power Plant (CFH).

The work describes and characterizes, the main factors that affect the sizing of CFH, as its operation, taking into account all environmental and technical losses expected. The energy consumption was projected on a load curve for 10 years, which is taken as basis for sizing. However, due to the amount and nature of human assumptions for its construction, it is expected that this will evolve into a different seasonal and annual configuration. The conditions for interoperability and compatibility with the REB were studied and discussed, as well the organic solution of the CFH and its subsystems.

As a result of this work the written pieces, technical drawings and schematics were produced and integrated the specifications for the international tender for the supply and construction of CFH.

Key-words: Rural Electrification, PV Solar Energy, Photovoltaic Hybrid Power Plant Guinea-Bissau, Bambadinca, ,;

Índice

Agradecimentos.....	5
Resumo.....	7
Abstract	9
Índice de Tabelas.....	3
Lista de Siglas	5
1. Introdução	8
1.1 O "Programa Comunitário de Acesso a Energias Renováveis"	8
1.2 Objetivo e Metodologia.....	10
1.3 Estrutura de documento.....	11
2. Enquadramento com Projecto	13
2.1 Análise de dados preliminares e estudos prévios	13
2.2 Fontes de Energia Tradicionais	14
2.3 Consumo de Eletricidade Atual.....	14
2.4 Previsão do Consumo Elétrico	16
2.4.1 Sector Residencial	16
2.4.2 Sector Comercial	16
2.4.3 Sector Institucional.....	17
2.5 Taxa de adesão à rede.....	17
2.6 Opções Energéticas	18
3. Dimensionamento da Central Energética de Bambadinca	20
3.1 Análise e cálculo do consumo de energia	20
3.1.1 Curva de carga.....	20
3.1.2 Potência de pico	24
3.2 Clima e recurso solar local.....	25
3.2.1 Clima	25
3.2.2 Radiação solar e disposição ótima de painel	26

3.3	Performance Ratio.....	28
3.4	Produção energética fotovoltaica	29
3.5	Rede Elétrica de Bambadinca.....	30
3.5.1	Configuração da Rede Elétrica de Bambadinca	30
3.5.2	Rede de Média Tensão	31
3.5.3	Rede de Baixa Tensão	31
3.5.4	Quadro Geral de Baixa Tensão	31
3.5.5	Potência Reativa.....	32
4.	Solução Técnica	34
4.1	Painéis Fotovoltaicos.....	36
4.1.1	Perdas de Temperatura	37
4.2	Inversor	38
4.3	Inversor/Regulador de carga	40
4.4	Banco de baterias	41
4.4.1	Análise e escolha de tecnologia.....	41
4.4.2	Características da bateria (unidade individual)	43
4.4.3	Escolha do modelo de bateria.....	44
4.4.4	Capacidade do banco de baterias.....	44
4.4.5	Capacidade por unidade de bateria.....	45
4.4.6	Número de baterias por cluster de reguladores de carga	45
4.4.7	Número de banco de baterias e reguladores	48
4.5	Campo gerador fotovoltaico.....	48
4.5.1	Número de painéis por inversor	48
4.6	Dimensionamento de unidades MultiCluster	51
4.7	Considerações não-técnicas do dimensionamento	54
4.8	Área da central	55
4.9	Geradores de <i>backup</i>	57
4.10	Medidas de Proteção	57

4.10.1	Choques elétricos -contacto direto e indireto	58
4.11	Dimensionamento dos Cabos	60
4.11.1	Cabos DC	61
4.11.2	Cabos de fileira.....	61
4.11.3	Cabo principal DC.....	64
4.11.4	Cabo principal AC.....	65
4.12	Equipamentos de proteção	67
4.12.1	Fusíveis de fileira	67
4.12.2	Caixa de Junção do Gerador DC	68
4.12.3	Interruptor seccionador principal DC.....	68
4.12.4	Caixa de Proteção AC	69
4.12.5	Exclusão do disjuntor diferencial DC	69
4.12.6	Disjuntor -diferencial AC.....	69
4.12.7	Caixa de Proteção AC	70
4.12.8	Proteção contra Sobretensão	71
4.13	Sistema de monitorização e controlo remoto	73
5.	Peça escrita para o Caderno de Encargos	75
6.	Conclusão	80
7.	Bibliografia	81
8.	Anexos.....	85
	Anexo I - Cálculo da Potência de Pico.....	85
	Anexo II - Esquema multifilar dos sistemas de proteção e cablagem.....	88
	Anexo III - Esquema multifilar do QPAC.....	89

Índice de Figuras

Figura 1 - Guiné-Bissau	8
Figura 2 - Bambadinca	8
Figura 3 - Consumo médio de energia (unidade no eixo da ordenada é tep/ano/pessoa).....	9
Figura 4 - Frequência de consumo por tipo de fonte de energia em Bambadinca.....	14
Figura 5 - Consumo de energia por sector em Bambadinca.....	15
Figura 6 - Projeção Curva de Carga Bambadinca	24
Figura 7 - Irradiância média mensal (Wh/m ² /dia) e diária (Wh/m ²).....	27
Figura 8- Esquema de rede em BT	30
Figura 9 - Esquema de rede em MT	30
Figura 10 - Transformador estrela/triângulo	31
Figura 11 - Transformador triângulo/ estrela	31
Figura 12 - Esquema de distribuição (BT) da rede elétrica.....	31
Figura 13 - Esquema AC <i>coupling</i>	36
Figura 14 - Esquema de ligação em paralelo de 3 unidades <i>SunnyIsland</i>	40
Figura 15 - Curva de eficiência do inversor SMC 11000 TL.....	49
Figura 16 - Esquema de ligação de <i>MultiCluster</i>	51
Figura 17 - Divisão por áreas e zonas de consumo de Bambadinca.....	52
Figura 18 - Esquema da CFH e GGE.....	53
Figura 19 - Características técnicas das unidades MultiCluster	53
Figura 20 - Esquema TT em corrente alternada (AC).....	60
Figura 21 - Esquema TT em corrente contínua (DC).....	60
Figura 22 - Esquema de Ligação do Campo Gerador	62
Figura 23 - Esquema Elétrico Geral da Central de Energia	66

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Análise de Estudos Preliminares	13
Tabela 2- Caracterização do consumo elétrico no sector residencial	16
Tabela 3- Caracterização do consumo elétrico no sector comercial	17
Tabela 4- Caracterização do consumo elétrico no sector institucional	17
Tabela 5 - Pressupostos para Curva de Carga	23
Tabela 6- Avaliação de fabricantes de BoS.....	35
Tabela 7- Características técnicas do painel solar	37
Tabela 8- Coeficientes de perda do painel solar.....	37
Tabela 9- Características técnicas ajustadas do painel solar	38
Tabela 10- Características do Inversor	39
Tabela 11- Características do regulador	41
Tabela 12- Critérios de seleção de bateria.....	42
Tabela 13- Testes de vida útil de baterias de placa plana e tubular.....	43
Tabela 14- Testes de vida útil de baterias de placa tubular VLA e VRLA	44
Tabela 15- Resumo de análise de corrente de descarga	47
Tabela 16- Características da bateria.....	47
Tabela 17- Resumo de consumo de potência por área e zona	52
Tabela 18- Quadro resumo de equipamentos por zona	53
Tabela 19- Resumo de equipamentos por unidade MC.....	54
Tabela 20- Análise de Sombreamentos	56
Tabela 21- Análise técnica e económica de geradores	57
Tabela 22- Normas para cablagem DC	61
Tabela 23 - Comprimento de cabo por fileira	63
Tabela 24- Secções e perdas nos cabos das fileiras.....	63
Tabela 25 - Secções e perdas nos cabos das fileiras reajustadas	64
Tabela 26- Parâmetros de limite do cabo principal AC impostos pelo inversor	66

Tabela 27- Resumo de análise ao cabo principal AC.....	67
Tabela 28- Secções dos condutores de proteção	73
Tabela 29- Secções de condutores de proteção	73
Tabela 30 - Resumo de consumo energético por GGE	75
Tabela 31 - Resumo de características do consumo de energia	76
Tabela 32 - Resumo de características dos painéis solares FV	76
Tabela 33 - Resumo de características dos inversores DC/AC	77
Tabela 34 - Resumo de características do sistema para armazenamento de energia.....	77
Tabela 35 - Resumo de características dos bancos de baterias.....	78
Tabela 36 - Resumo de características dos geradores a diesel	79

Lista de Siglas

AC	<i>Alternating Current</i> (Corrente Alternada)
ACDB	Associação Comunitária para o Desenvolvimento do Sector de Bambadinca
AF	Agregado Familiar
BoS	<i>Balance of System</i> (Balanço do Sistema)
BT	Baixa Tensão
CdE	Caderno de Encargos
CFH	Central Fotovoltaica Híbrida
CP	Cluster Principal
DC	<i>Direct Current</i> (Corrente Contínua)
DGE	Direcção Geral de Energia
DST	Descarregador de Sobre-tensão
EAGB	Empresa de Electricidade e Água da Guiné-Bissau
ECOWAS	<i>Economic Community of West African States</i> (Comunidade Económica de Estados da África Ocidental)
EEDG	Estratégia de Energia Doméstica da Guiné-Bissau
EMCCA	<i>Economic and Monetary Community of Central Africa</i> (Comunidade Económica e Monetária da África Central)
ESF	Engenheiros Sem Fronteiras
FCFA	Franco CFA
FSPC	<i>Frequency Shift Power Control</i> (Controlo de Potência por Variação de Frequência)
FV	Fotovoltaico
GB	Guiné-Bissau
GGE	Grupo Gerador de Energia
GPL	Gás Propano Líquido
HSP	Horas Solar de Pico

IEC/CEI	<i>International Electrotechnical Commission</i> /Comissão Internacional Eletrotécnica
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	<i>Insulated-Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor Bipolar de Porta Isolada)
IP	<i>Ingress Protection</i> (Grau de Protecção)
IPAD	Instituto Português de Apoio ao Desenvolvimento (Atualmente Camões)
I_{sc}	<i>Short-Circuit Current</i> (Corrente de Curto-Circuito)
MC	<i>MultiContact</i>
MPP	<i>Maximun Power Point</i> (Ponto Máximo de Potência)
MT	Média Tensão
NOCT	<i>Normal Operating Cell Temperature</i> (Temperatura de Funcionamento Normal da Célula)
O&M	Operação e Manutenção
ODM	Objetivos de Desenvolvimento do Milénio
PCAER	Programa Comunitário de Acesso a Energias Renováveis
PD	Profundidade de Descarga
PR	<i>Performance Ratio</i> (Eficiência de Operação)
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
QPAC	Quadro de Distribuição Principal
RCD	Regulador de Carga-Dono
RCE	Reguladores de Carga Secundários
REB	Rede Elétrica de Bambadinca
RGPH	Recenseamento Geral da População e Habitação
SCEB	Sistema Comunitário de Energia de Bambadinca
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Standard de Teste)
TdR	Termos de Referência
VLA	<i>Vented Lead Acid</i> (Bateria Ácido-Chumbo Não Selada)

V_{OC}	<i>Open-Circuit Voltage</i> (Tensão de Circuito-Aberto)
VRLA	<i>Valvule Regulated Lead Acid</i> (Bateria Ácido-Chumbo Selada)

1. Introdução

1.1 O "Programa Comunitário de Acesso a Energias Renováveis"

A tese de mestrado desenvolvida teve como base fundamental de trabalho o projeto *Programa Comunitário de Acesso a Energias Renováveis* (PCAER), implementado pela TESE - Engenheiros Sem Fronteiras, financiado pela Comissão Europeia e Cooperação Portuguesa¹.

O PCAER toma lugar na Guiné-Bissau (GB), mais concretamente em Bambadinca, na região de Bafatá.

Este país localizado na sub-região Ocidental de África, regista um dos mais baixos valores no Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) ocupando em 2009² a 173ª posição entre 182 países. Atualmente, a sua posição caiu para a 176ª entre 186 países.

O centro rural de Bambadinca, tem uma população de 6.437 habitantes (cerca de 1.000 agregados familiares (AF) com média de 12 pessoas por AF). O centro secundário é caracterizado como semi-rural na medida que se encontra em franco desenvolvimento populacional, registando um crescimento acentuado de aproximadamente 50% nos últimos 8 anos.



Figura 1 - Guiné-Bissau



Figura 2 - Bambadinca

Na GB, a pobreza, que se define por pessoa que auferir menos de 2 USD/dia (IPAD-PIC, 2008), atinge 64,7% da população, atingindo valores superiores nas regiões do interior. A região de Bafatá é particularmente desfavorecida com 72,4% da população nesta situação. A taxa de pobreza em Bambadinca ascende aos 99,37% para o limiar de 2 USD/dia /pessoa.

A pobreza encontra-se fortemente relacionada com a persistente instabilidade política, reforçada pelos incidentes de 2008-2009³ e mais recentemente o golpe de estado de 12 de Abril de 2012, sendo a GB considerada no Índice de Estados Falhados publicado pela *Center for Systemic Peace* (2012), como um país altamente frágil em perigo de se tornar um Estado Falhado. Não obstante, esta volatilidade

¹ O PCAER foi aprovado em 2010 pelo ex-Instituto Português de Apoio ao Desenvolvimento (IPAD) agora Instituto Camões I.P.

² Momento de identificação e formulação da ação, pela TESE-ESF.

² Momento de identificação e formulação da ação, pela TESE-ESF.

³ Estes incidentes culminaram na morte do Presidente da GB

não se tem transferido para as comunidades rurais, o que sugere a sua capacidade de continuar a funcionar e providenciar serviços quando o Governo Central não o consegue.

O consumo de energia primária é considerado um dos principais vetores e indicadores de desenvolvimento socioeconómico de um país. Na GB o consumo de energia primária assume o valor de 0,12 tep/pessoa/ano (*Energy Consumption in ECOWAS and EMCCA countries*, ADEME, 2010). Considerando que a média de consumo de energia primária da sub-região Ocidental de África (AO) é de 0,44 tep/pessoa/ano, o rácio GB/AO é 73% inferior; por outro lado, a média mundial é de 1,81 tep/pessoa/ano, e neste caso o rácio GB/Mundo é 93,4% inferior; em Portugal, este valor ascende a 2,27 tep/pessoa/ano, ou seja, o rácio GB/PT é 94,7 inferior. Estas comparações tornam evidente o baixo grau de desenvolvimento do país.

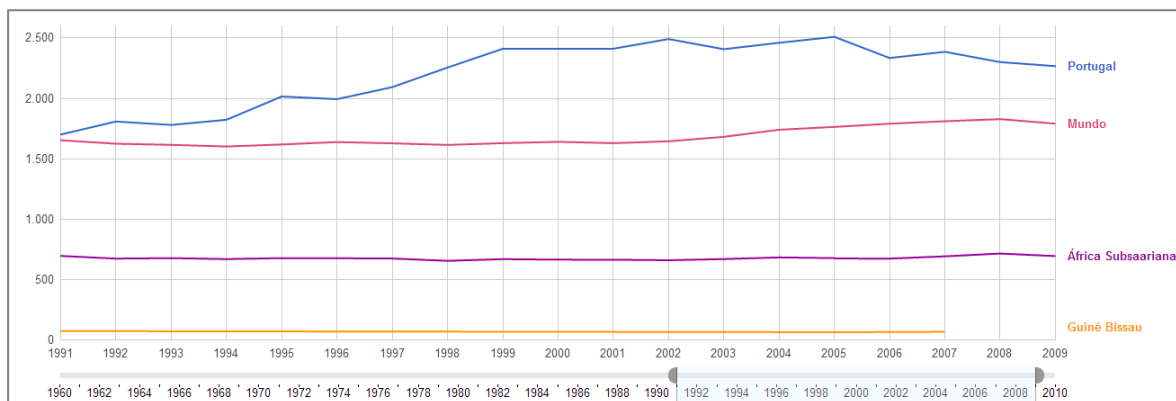


Figura 3 - Consumo médio de energia (unidade no eixo da ordenada é tep/ano/pessoa)

Na GB, a produção e acesso a energia elétrica, gerada maioritariamente a partir de combustível diesel, é deficitária, cobrindo apenas 5,7% da população. Este baixo acesso a serviços de energia para iluminação e confeção de alimentos, tem como resultado uma forte utilização de fontes energéticas tradicionais, nomeadamente pilhas, velas, carvão e lenha (o consumo energético com origem na biomassa é de 0,06 tep/pessoa/ano).

Num país que já sofre as consequências das alterações climáticas, a forte dependência do recurso vegetal endógeno tem um grande impacto social e ambiental, pois contribui para a desmatização acelerada das zonas/áreas florestais ou mangais, que por sua vez contribuem para o aumento do ritmo de desertificação no país e perda de biodiversidade.

A falta de acesso a novas fontes de energia e os tipos tradicionais de energia consumidos, implicam que o peso do consumo energético no orçamento familiar seja muito elevado, ascendendo a 20% do orçamento mensal disponível a nível nacional (EEDG, 2007), sendo que em Bambadinca este é de 24% em média. Em suma, o fraco acesso a energia moderna e a instabilidade política, de onde decorre a fraca capacidade institucional, limitam o desenvolvimento do país, e em particular Bambadinca, remetendo a população para uma situação de elevada pobreza.

Com base nesta análise e caracterização do país, da região de Bafatá e mais concretamente da vila de Bambadinca, o PCAER propõe-se a atingir os seguintes objetivos⁴:

- **Objetivo global** - Contribuir para que a região de Bafatá cumpra os Objetivos de Desenvolvimento do Milénio (ODM), em particular o ODM1 e ODM2⁵, através da provisão de um serviço fiável e moderno de energia elétrica.

⁴⁴ Os objetivos e resultados são apresentados de acordo com a nomenclatura da Abordagem de Ciclo de Projeto, sob a qual o projeto foi submetido a financiamento.

- **Objetivo Específico** - Garantir o acesso sustentável de energia elétrica com recurso a fontes de energia renováveis ao centro semi-rural de Bambadinca, Guiné-Bissau. Tal permitirá à população de Bambadinca (cerca de 6500 pessoas) acesso regular a energia a um custo significativamente inferior ao atual e assim melhorar a sua qualidade de vida, bem como o desenvolvimento do comércio local e desempenho das instituições locais, como escolas, hospitais e administrações.

Para tal, os seguintes resultados foram estabelecidos:

- R1.** Modelo de gestão do Sistema Comunitário de Energia de Bambadinca, criado e implementado de forma participativa e a garantir a sua sustentabilidade;
- R2.** População de Bambadinca consciencializada para a Segurança e Eficiência Energética;
- R3.** População de Bambadinca com energia elétrica, de fonte renovável, economicamente acessível através do Sistema Comunitário de Energia de Bambadinca (SCEB).

No global, o projeto pretende garantir o acesso sustentável a energia à população de Bambadinca, através da construção da Central Fotovoltaica Híbrida e da Rede Elétrica de Bambadinca (REB). Estas infraestruturas de produção, transporte e distribuição de energia serão geridas por uma organização local guineense, a Associação Comunitária para o Desenvolvimento do Sector de Bambadinca (ACDB) em articulação com a Direção Geral de Energia (DGE) e as autoridades tradicionais. Esta intervenção da ACDB incorpora a gestão técnica, administrativa e financeira eficiente do Sistema Comunitário de Eletricidade de Bambadinca (SCEB) que inclui a CFH e REB.

Dentro de cada resultado existe um conjunto de atividades específicas a desempenhar pelos intervenientes (TESE e seus parceiros), que contudo não serão abordadas dado que se encontram fora do âmbito do estudo realizado. O contributo do presente trabalho, está enquadrado no R3 e especificamente nas atividades de: Elaboração de Caderno de Encargos (CdE) e Termos de Referência (TdR) para construção da Central Fotovoltaica Híbrida (CFH).

1.2 Objetivo e Metodologia

O objetivo principal da tese de mestrado foi elaborar as componentes técnicas (peças escritas e desenhadas) da CFH. Estas peças serão integradas no Caderno de Encargos (CdE) que acompanhou o dossier do concurso público internacional para "Fornecimento, entrega, descarga, instalação, colocação em funcionamento e assistência pós-venda, e construção do recinto para a CFH", contemplado no Resultado Esperado 3 do projeto PCAER.

Para atingir o objetivo principal a metodologia de trabalho foi sustentada pela prossecução em quatro resultados:

1. **Análise de documentos, dados do programa preliminar e estudo prévio elaborados pela TESE e seus parceiros**, por forma a obter os critérios técnicos, económicos e sociais de base para a conceção do projecto, as escolhas de tecnologia e os principais fatores condicionantes.

⁵ ODM 1 - Erradicar com a fome e a pobreza extrema; ODM 2 - Atingir o ensino básico universal;

Com base neste resultado, foi possível definir o estado de maturação da análise técnica da CFH previamente desenvolvida e situar a participação na fase de projecto;

2. Com base no resultado obtido da análise de documentos, dados preliminares e estudos prévios, **descrever e caracterizar os principais factores que condicionam o dimensionamento da CFH**. Relacionar os cálculos obtidos com os pressupostos assumidos e riscos associados a cada valor tomado como final ou de referência;
3. **Descrever a solução orgânica e funcional da CFH e dos seus subsistemas**. Fundamentar e caracterizar tecnicamente todos, *item a item*, os materiais, equipamentos e dispositivos previstos. Avaliação técnica e quantitativa de cada *item*. Elaborar as peças desenhadas a escalas convenientes dos esquemas de princípio de funcionamento detalhado, elementos gráficos cartográficos e de altimetria para a localização da CFH. Identificação de locais técnicos, centrais interiores e exteriores para a instalação dos equipamentos;
4. **Elaborar as peças escritas e desenhadas a conter no CdE para o concurso público internacional de fornecimento e construção da CFH**. Considerar os procedimentos de adjudicação de contratos no âmbito da ajuda externa da União Europeia, descritos no Guia Prático⁶. Descrever todos os documentos normativos com base nas especificações técnicas dos equipamentos propostos.

1.3 Estrutura de documento

Este documento está organizado em seis capítulos. O quinto capítulo, apresenta o conjunto de anexos, com todos as peças desenhadas elaboradas durante o presente trabalho.

No segundo capítulo são apresentados todos os dados preliminares obtidos nos estudos prévios elaborados pela TESE e seus parceiros, que serviram de base para os seguintes trabalhos de dimensionamento e construção do Caderno de Encargos. Neste conjunto de documentos foi aferida a existência ou referência, de estudos geotécnicos e cartográficos detalhados sobre o local de implantação da CFH.

O terceiro capítulo aprofunda a análise dos critérios e dados base para o dimensionamento, de forma a enquadrar as condicionantes técnicas e não-técnicas mais relevantes para a operacionalização da CFH. Neste é, também, caracterizada a relação com as infraestruturas de distribuição e transporte de energia que futuramente estarão associadas à CFH.

No quarto capítulo é descrita a estrutura funcional e orgânica dos sistemas elétricos da CFH, tal como as principais características e especificações técnicas a considerar na escolha dos equipamentos a integrar o sistema. Aqui, são avaliadas e descritas as quantidades de equipamentos necessários para a construção da CFH, tal como as peças desenhadas de alguns equipamentos mais sensíveis.

O quinto capítulo agrega e resume todos os dados, esquemas, equipamentos, quantidades e condicionantes mais importantes a considerar no Caderno de Encargos, incluindo o esboço da peça escrita a conter neste documento. A escrita deste capítulo considera as principais regras aplicadas aos concursos internacionais públicos financiados pela Comissão Europeia.

⁶<http://ec.europa.eu/europeaid/prag/document.do;jsessionid=wkzyRJ1Y2FBGTTp3GqhN1vgJJGThCmWvf4hWq2CL8dxPR1kX72VN!240144060>; Data de acesso: 19/04/2013

A conclusão é apresentada como sexto e último capítulo. Nesta são apresentadas as principais considerações e implicações sobre todos os estudos e trabalhos executados na presente tese de mestrado.

2. Enquadramento com Projecto

2.1 Análise de dados preliminares e estudos prévios

No âmbito deste trabalho foram considerados dois trabalhos previamente desenvolvidos pela TESE, *Estudo de Caracterização Socioeconómica e do Consumo Energético de Bambadinca* e o *Estudo de Viabilidade Técnica, Financeira, Económica e Ambiental*. A Tabela 1 apresentada de seguida sistematiza os Objetivos de cada um destes documentos, bem como a informação relevante que foi considerada como *input* para a prossecução dos objetivos aqui estabelecidos:

Documento	Objetivos do documento	Informação relevante
Estudo de Caracterização Socioeconómica e do Consumo Energético de Bambadinca ⁷	I. Caracterizar socioeconomicamente a população de Bambadinca; II. Caracterizar o consumo energético, quer a nível residencial, quer a nível do comércio e instituições presentes em Bambadinca.	<ul style="list-style-type: none"> • Geografia, Demografia e Atividades Produtivas; • Caracterização Socioeconómica de Bambadinca; • Caracterização do Consumo Energético Doméstico de Bambadinca; • Caracterização do Consumo Energético Comercial de Bambadinca; • Caracterização do Consumo Energético Institucional de Bambadinca;
Estudo de Viabilidade Técnica, Financeira, Económica e Ambiental	I. Análise de viabilidade do investimento para Construção do Sistema Comunitário de Energia de Bambadinca (SCEB); II. Análise do investimento para a campanha de Microcrédito.	<ul style="list-style-type: none"> • Análise do Consumo Atual de Energia; • Projeções da Procura; • Análise de Opções Tecnológicas para Produção de Energia; • Análise preliminar de impactos ambientais;

Tabela 1 - Análise de Estudos Preliminares

Tanto para o enquadramento com o projeto (2.Enquadramento com Projecto), como para o dimensionamento (3.Dimensionamento da Central Energética de Bambadinca), foram considerados os pontos acima mencionados como base para o estudo técnico desenvolvido. Os estudos contêm mais informação sobre a construção do PCAER, nomeadamente caracterização geral, legal, institucional e política do sector energético, tal como os vários programas e projetos no sector, que no entanto não foram utilizados por não constituírem uma mais-valia para o trabalho a realizar.

⁷ De notar que os dados quantitativos e qualitativos de consumo de energia apresentados neste estudo resultam da implementação de inquéritos em Bambadinca, a uma amostra estatisticamente significativa, tratados e analisados pela TESE-ESF.

Outro ponto fundamental, estabelecido no início dos trabalhos, foi a escolha da tecnologia a implementar durante o projeto. De referir que o documento "Estudo de Viabilidade Técnica, Financeira, Económica e Ambiental", seleciona e define o tipo de tecnologia para a produção de energia no PCAER, tal como a análise financeira e económica associada a essa escolha.

2.2 Fontes de Energia Tradicionais

As fontes de energia em Bambadinca tem duas finalidades principais:

- i) confecção de alimentos: lenha e carvão;
- ii) iluminação: velas e pilhas.

A gasolina e gasóleo são consumidos nos geradores a diesel de agregados familiares que possuem este tipo de equipamentos. No entanto estes representam, aproximadamente, 5% da população total, ou seja, o grupo de famílias com maior rendimento.

O sector populacional de menor rendimento representa 28,97 % da população. Os tipos de fontes de energia utilizadas por agregado familiar (Figura 4) são, por ordem de frequência, as velas (96,27%), pilhas (98,60%), lenha (87,90%) e o carvão (58,50%). Com menor expressão surge a gasolina (5%) e o gasóleo (0,93%), sendo que a utilização de GPL é marginal em Bambadinca.

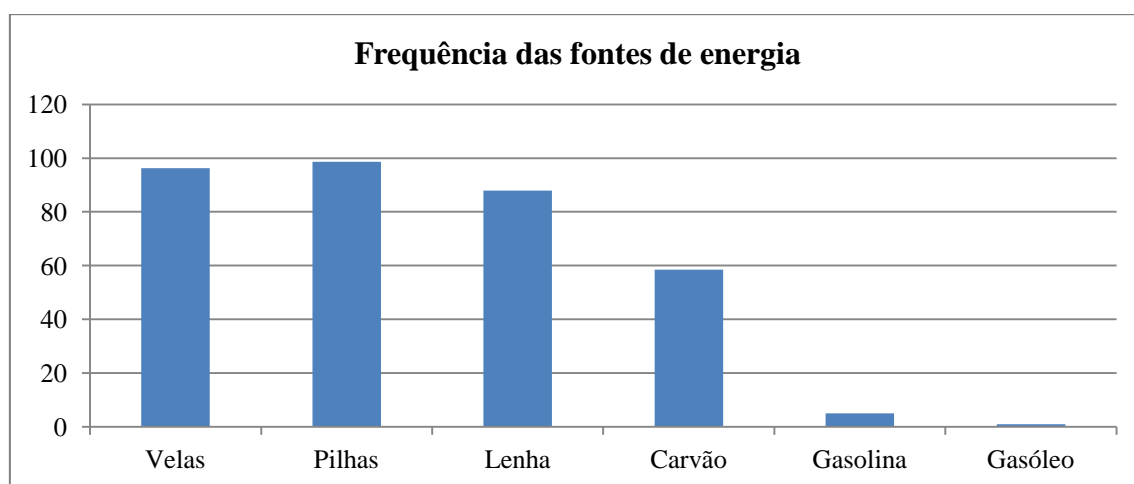


Figura 4 - Frequência de consumo por tipo de fonte de energia em Bambadinca

2.3 Consumo de Eletricidade Atual

Desde 2011, um ano após o início dos estudos para construção do projeto PCAER, a empresa Badorra fornece um serviço privado de energia através de um gerador de 115 kVA de potência. Em Março de 2012, este serviço tinha cerca de 60 clientes⁸, na sua grande maioria comerciantes. A tarifa é definida em função do consumo estimado com base no número de aparelhos eléctricos existentes (TV, frigorífico, lâmpadas, ventoinha, etc.) declarados pelo cliente.

Este serviço apresenta graves limitações técnicas, administrativas, financeiras e económicas, nomeadamente: i) estrutura da empresa que gere a produção e distribuição da energia, não tem como garantir a recolha atempada dos pagamentos nem capacidade técnica de efetuar a gestão dos fluxos

⁸ Num universo de aproximadamente 6.500 habitantes em 2009, esta parcela corresponde a uma taxa de ligação de 0.9 %. Atualmente, a população cresceu, o que diminui ainda mais, em termos relativos, esta taxa de acesso.

financeiros; ii) não existem equipamentos e peças suplentes para rotinas de manutenção e reparação; iii) faltam meios humanos para suportar a correta operação do sistema e os que existem tem algumas limitações em termos de capacidades e conhecimentos técnicos; iv) a tarifa definida não segue uma lógica de recuperação de custos de operação e manutenção, e varia de acordo com diferentes clientes com o mesmo nível de serviço e; v) é difícil lidar com as flutuações do preço do combustível.

A fraca, ou mesmo inexistente, interoperacionalidade e cooperação com as autoridades responsáveis pela regulação do sector, criam um *gap* em termos de controlo e regulação de mercado, que permite tanto à empresa como aos clientes, a completa desresponsabilização por qualquer tipo de problema ou situação por resolver. Este tipo de situação tem gerado alguns conflitos entre ambas as partes, nomeadamente ao nível da relação da Badorra com as instituições na vila de Bambadinca.

Ainda que com todos os problemas descritos, a produção e fornecimento de eletricidade existe atualmente. Os dados em baixo descritos são relativos a consumo privado de geradores próprios, excluindo os clientes da Badorra. É provável que alguns dos inquiridos que responderam ter energia do gerador próprio se tenham tornado entretanto clientes da Badora.

Consumo de eletricidade por sector:

1. Sector doméstico - Apenas os agregados que possuem gerador próprio (5,17% é peso relativo no sector comercial, e no universo total de consumo corresponde a 3.52%) têm acesso a energia elétrica, resultando numa procura média diária por agregado familiar de 7.371 Wh. Considerando todos os agregados familiares que possuem gerador próprio, a estimativa da procura total anual é cerca de 139.091 kWh.
2. Sector comercial - No que se refere à procura de energia elétrica das diferentes tipologias de comércio, pode-se verificar que o salão de dança (discoteca), lojas de carregamento de telemóveis, alfaiatarias e mercearias são as atividades responsáveis pela maior procura. Em termos totais a estimativa para a procura anual de energia neste sector é de cerca de 49.032 kWh⁹.
3. Sector institucional - Verifica-se que das (16) instituições presentes em Bambadinca, 6 têm acesso a energia elétrica através de gerador diesel próprio. As 2 mesquitas e igreja seguidas do quartel são os principais responsáveis pela procura de energia. A estimativa de procura anual de energia elétrica é cerca de 16.815 kWh.

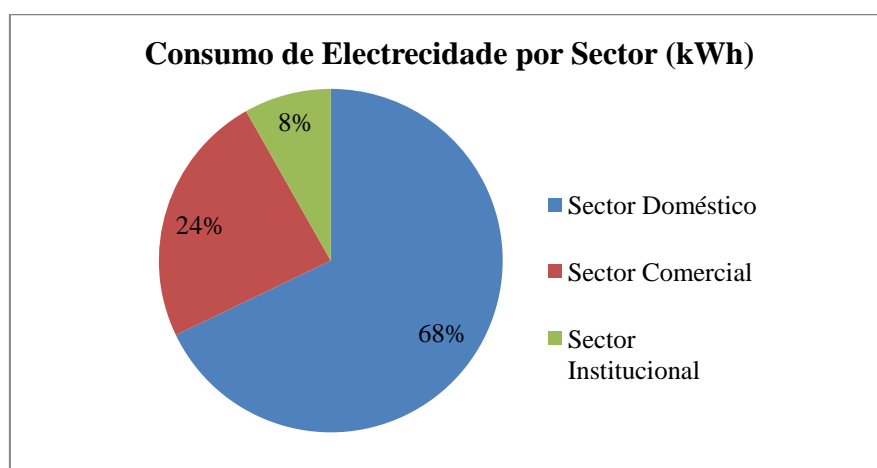


Figura 5 - Consumo de energia por sector em Bambadinca

⁹ Este tipo de atividades não necessita de maquinaria pesada, daqui resulta o pouco aumento da potência nominal, geralmente associada a altas potências requeridas para processos industriais.

2.4 Previsão do Consumo Elétrico

A projeção do consumo elétrico foi obtida no documento “Estudo de caracterização socioeconómica e do consumo energético de Bambadinca, Guiné-Bissau” desenvolvido pela TESE¹⁰, no âmbito do programa Engenheiros Sem Fronteiras (TESE-ESF), referido no capítulo 2. Análise de dados preliminares e estudos prévios.

A metodologia para análise da caracterização do consumo energético teve como base, a recolha de informação:

- **Primária**, de dados qualitativos através da realização de workshops; e, quantitativos através de inquéritos a agregados familiares, *mini-census* a comerciantes e entrevistas semiestruturadas a comerciantes de Bambadinca, e;
- **Secundária**, através da recolha de documentação junto das autoridades nacionais competentes e atores não-governamentais.

Também neste documento é definido o horizonte temporal de operação PCAER em 10 anos, sendo a CFH dimensionada para colmatar a procura durante todo este período.

A previsão do consumo de eletricidade foi calculada desagregando os três principais sectores por tipos de consumidores. Para cada um dos consumidores tipo foi estudado: equipamentos elétricos utilizados, quantidade, potência e horas de utilização, resultando no consumo de energia diário. Com base nestes dados foram obtidas tabelas resumo discriminadas por tipo de consumidor, que caracterizam o perfil elétrico por sector. Esta desagregação teve por objetivo ganhar sensibilidade aos consumos futuros de energia, e potenciar o desenvolvimento das projeções de consumo

No entanto, é necessário referir que estes perfis não contêm informação sobre a dispersão horária do consumo, ou seja, indicam o total de horas de funcionamento mas não o período do dia em que ocorrem, i.e. não existe informação sobre se é consumo noturno ou diurno.

2.4.1 Sector Residencial

O sector residencial é desagregado por rendimento *per capita*. Deste modo, a população de Bambadinca é dividida consoante o seu rendimento diário, expresso na moeda nacional, o FCFA (*Franc Communauté Financière Africaine*).

Existem quatro grupos de rendimento no sector residencial, representados na seguinte Tabela 2:

Grupo de rendimento (FCFA)	Número de equipamentos	Potência máxima (W)	Energia diária (Wh)	Nº de consumidores
Inferior a 100	9	136	670	348
100 - 200	9	176	819	455
200 - 300	10	231	1018	264
Superior a 300	14	1192	2238	135

Tabela 2- Caracterização do consumo elétrico no sector residencial

2.4.2 Sector Comercial

O sector comercial é desagregado por tipos de atividade existente na vila de Bambadinca. De referir que uma parte do comércio na vila de Bambadinca, não pode ser encarado/conceitualizado como um

¹⁰ Coordenação: Piedade Coruche; Colaboração: Sara Dourado, João Rabaça, Nuno Assunção, Sambel baldé e Susana Alves.

stand, ou loja de venda, apenas focado na comercialização. Muitos comerciantes têm a sua casa em conjunto com a loja, sendo impossível diferenciar neste tipo de situação onde acaba e começa o consumo residencial ou comercial.

As atividades de comércio são descritas na Tabela 3:

Actividade comercial	Número de equipamentos	Potência máxima (W)	Energia diária (Wh)	Nº de consumidores
Mercearia	10	311	1797	47
Gasóleo e Gasolina	8	126	813	2
Retalho de peças mecânicas	5	74	588	13
Roupa e Sapatos	4	44	176	14
Restaurante	12	237	1306	5
Salão de dança	26	7420	9646	3
Alfaiataria	6	1350	5610	4
Carregamento Telemóveis	69	541	5459	4
Medicamentos	6	104	624	6
Outros	9	259	1531	7

Tabela 3- Caracterização do consumo elétrico no sector comercial

2.4.3 Sector Institucional

O sector institucional de Bambadinca é caracterizado por serviços de educação, saúde, proteção civil e religiosos. Este sector não é considerado público pois de facto é gerido de forma independente da administração Estatal, tanto a nível executivo como financeiro.

Existem seis tipologias de instituições no sector institucional, representados na Tabela 4:

Instituição	Quantidade de equipamentos	Potência máxima (W)	Energia diária (Wh)	Nº de consumidores
Mesquita	10	267	1535	8
Missão Católica	35	725	2674	1
Centro Saúde	7	155	1683	1
Escolas	7	275	783	4
Quartel	28	307	2126	1
Polícia	32	487	1951	1

Tabela 4- Caracterização do consumo elétrico no sector institucional

2.5 Taxa de adesão à rede

Tendo em conta que nem todos os agregados familiares e comerciantes têm recursos financeiros disponíveis no 1º ano do projeto para celebrar o contracto de ligação SCEB, prevê-se que a adesão seja

progressiva ao longo dos 3 primeiros anos. Para o 3º ano de funcionamento da *utility* (2015) está prevista uma taxa de ligação de 63%.

No que respeita ao sector comercial e instituições, assume-se que os seus recursos financeiros são constantes e mais seguros, logo a previsão aponta para que todos se liguem à rede no primeiro, ou segundo ano, de funcionamento da *utility*.

A taxa de crescimento do número de consumidores residenciais e comerciais em Bambadinca está indexada à taxa de crescimento médio da população da Guiné Bissau (2,1%) estimada pelo Instituto Nacional Estatística da Guiné Bissau. Em termos do crescimento do número de comerciantes, diversos estudos demonstram que a eletrificação contribui para o aumento do número de atividades comerciais. Neste sentido, as projeções para o aumento das unidades comerciais estão em linha com outros projetos similares de eletrificação rural, isto pode ser traduzido no crescimento do sector comercial com algum grau de confiança.

Os custos da taxa de ligação entre o SCEB e o consumidor estão associados à aparelhagem necessária para ligar o domicílio/edifício à rede, e incluem cablagem (interior e exterior), quadros elétricos incluindo dispositivos de proteção, tomadas e sistema de iluminação, contador pré-pago e montagem.

De maneira a facilitar e aumentar o acesso ao serviço de energia, o projeto contempla a coordenação e parceria estreita, com instituições locais de microcrédito que disponibilizarão mecanismos de apoio aos potenciais clientes (residenciais ou comerciais) que pretendam ligar-se à rede mas que não têm possibilidade financeira para assumir os custos associados ao custo do contrato.

2.6 Opções Energéticas

O sistema energético escolhido para o SCEB é híbrido, utilizando um campo gerador fotovoltaico (produção energética principal), banco de baterias (sistema de armazenamento) e geradores *diesel* (como sistema *backup*).

Os principais fatores para a escolha deste tipo de sistema energético são apresentados de seguida:

- i. Recurso solar local disponível em grande parte do ano, com elevado potencial de exploração comercial;
- ii. Menor exigência técnica na componente de O&M, relativamente a outras tecnologias;
- iii. Baixa, ou nula, dependência dos combustíveis fósseis e das flutuações de preço;
- iv. Redução de impacto ambiental do ponto de vista da emissão local de gases com efeito de estufa e contaminação de solos e água, na medida que é evitado o depósito de resíduos;
- v. Tecnologia fotovoltaica amplamente disseminada na Guiné Bissau, existindo um mercado dinâmico, que facilita o acesso a peças e assistência técnica à O&M;
- vi. Como *backup*, os geradores diesel, tem as vantagens de ter um alargado mercado de peças e assistência técnica.

Baseado no estudo do ESMAP e do *Carnegie Melon Electricity Industry Center* o fator de capacidade¹¹ das centrais fotovoltaicas varia em função da principal fonte de produção energética. O sistema em estudo caracteriza-se como uma rede isolada (*mini-grid*) com produção energética híbrida, ao qual corresponde uma potência de 25-30% de toda a energia produzida na central.

O projeto contempla a distribuição da energia em baixa tensão e transporte em média tensão. A energia elétrica distribuída em sistemas elétricos monofásicos/trifásicos será em baixa tensão e

¹¹ Relação entre a produção real de uma central de energia e a produção teórica se funcionasse à capacidade nominal num determinado período de tempo

frequência *standard* de 230/400 V e 50 Hz, respetivamente. Quanto à média tensão será tomado o valor de 10 kV como referência.

Estes valores têm como base as normas e regulamentação técnica em vigência na Europa e foram utilizadas no estudo técnico da CFH, pois as normas aplicadas tanto pela DGE (órgão que tutela o sector da energia em zonas rurais e urbanas, com exceção da cidade capital Bissau), como pela EAGB (Empresa de Eletricidade e Água da Guiné-Bissau), estão em linha com as normas elétricas europeias (IEC - *International Electrotechnical Commission*).

3. Dimensionamento da Central Energética de Bambadinca

3.1 Análise e cálculo do consumo de energia

Considere-se o consumo de energia no 10º ano de funcionamento da *utility* como:

$$E_{\text{Consumo}} = 1.179.061,64 \text{ Wh/diários} = 1.179,06 \text{ kWh/diários} \quad [1]$$

Este valor foi obtido com base na Curva de Carga (Figura 6). Em termos de proporção da procura atual de energia elétrica, o sector residencial tem um peso de 68%, seguido do comercial com 24% e finalmente as instituições com 8%.

3.1.1 Curva de carga

Como referido no capítulo 2.4 - Previsão do Consumo Elétrico, o "Estudo de Viabilidade Técnica, Financeira, Económica e Ambiental" descreve e quantifica o número total de horas de consumo dos aparelhos elétricos utilizados por cada grupo de rendimento e tipo de consumidor por dia. No entanto não abrange a dispersão temporal do consumo elétrico diário, ou seja, apenas nos fornece o consumo diário expectável por tipo de equipamento mas não identifica o correspondente período de utilização, em particular se é diurno ou noturno. Apenas com base no número de horas total consumido por dia é extremamente difícil prever comportamentos, hábitos e rotinas de consumo, pelo que essa informação não é suficiente para traçar o perfil de consumo energético na vila de Bambadinca.

Para superar esta limitação, entrou-se em contacto com a instituição que intervém no sector energético na capital (Empresa de Eletricidade e Água da Guiné-Bissau - EAGB) por forma a obter dados sobre padrões ou perfis de consumo. A resposta recebida foi negativa, tendo sido referido que estudos ou bases de dado sobre o consumo de energia não existiam atualmente no país.

Metodologia de Construção da curva de carga

Para construir uma curva de carga credível e que reflita um cenário de consumo futuro plausível, foi necessário realizar levantamentos simplificados sobre o consumo diário. Recorrendo aos dados quantitativos e qualitativos dos tipos de aparelhos elétricos utilizados nos vários grupos de rendimento, foi construída uma ficha de levantamento em conjunto com a equipa TESE-ESF na GB, e realizado um inquérito junto dos grupos focais¹² de Bambadinca. Este levantamento foi implementado integralmente na vila de Bambadinca pela equipa presente no terreno.

Com base nos dados recolhidos, nos levantamentos e reuniões diárias com a equipa TESE e intervenientes no sector da energia na região de Bafatá, procurou-se compreender os hábitos de consumo energético da população local e discutir os fatores socioculturais mais relevantes para prever a curva de carga.

Para validar as análises e conclusões do trabalho realizado, foi consultado o administrador da empresa de serviço energético de Bambadinca (ver capítulo 2.3) e o administrador da central termoelétrica de

¹² Grupos constituídos por habitantes da vila de Bambadinca representativos da população, geralmente agregados por bairro ou segmento de rendimento. Quando necessário adquirir dados sobre algum tipo de comportamento na vila estes são os grupos consultados para tal, dado que a sua escolha foi realizada com base num conjunto de critérios e conceitos que melhor representam os demais no seu segmento. Esta técnica foi utilizada ainda em fase de estudo do projeto, pelo que na recolha desta informação adicional recorreu-se aos grupos focais já estabelecidos e envolvidos na ação.

Bafatá, que forneceram *inputs* adicionais relativamente ao funcionamento do serviço (horário, custos, constrangimentos, etc.) e validaram o trabalho realizado.

Pressupostos da curva de carga

Atendendo ao trabalho executado para analisar os dados e obter resultados tangíveis para o **sector residencial**, foi necessário definir alguns pressupostos de base relativamente aos comportamentos estudados dos grupos focais serem de facto o reflexo nos restantes elementos que representam. Como forma de garantir a possibilidade de extrapolação desses comportamentos estudados para os restantes agregados familiares dos grupos rendimento que não figuram nos levantamentos, foram tomados os seguintes pressupostos para cada grupo de rendimento na Tabela 5:

Grupo de Rendimento, em FCFA(pessoa/dia)	Pressupostos
Menor que 100 (0,15 €)	<p>06:30 - 07:30h</p> <p>Tarefas matinais, com usufruto do rádio;</p> <p>07:30 - 19:30h</p> <p>Uma vez terminadas as tarefas matinais para preparação do dia, saem de casa e só voltam antes de jantar. Neste período não existe consumo elétrico;</p> <p>19:30 - 20:30h</p> <p>Após a confeção do jantar (ainda durante o período de luminosidade) anoitece e apenas uma lâmpada é utilizada durante a hora de refeição. Isto porque a refeição é servida numa divisão, sendo desnecessário ter mais lâmpadas acesas no resto da habitação;</p> <p>20:30 - 22:00h</p> <p>Durante a noite duas divisões (2 lâmpadas) são iluminadas para tarefas de estudo/lazer e trabalho. As tarefas de estudo/lazer são realizadas numa divisão e as tarefas domésticas são realizadas noutra (cozinha, sala de estar, etc.). Para lazer é considerado o uso do rádio;</p> <p>22:00 - 23:00h</p> <p>Seguido do estudo e lazer, apenas uma divisão será utilizada por adultos (nomeadamente mulheres) após o término das suas tarefas diárias para lazer/descanso ou completar tarefas pendentes;</p> <p>23:00 - 07:30h</p> <p>Período de descanso, sem consumo elétrico;</p>
Entre 100 - 200 (0,30 €)	<p>06:30 - 07:30h</p> <p>Tarefas matinais, com usufruto do rádio;</p> <p>07:30 - 12:00h</p> <p>Período sem consumo elétrico;</p> <p>12:00 - 16:00h</p> <p>Na hora de almoço nenhum tipo de iluminação é utilizado. O consumo elétrico efetuado durante este período está associado ao uso de rádio e/ou ventoinha;</p> <p>16:00 - 20:00h</p> <p>Período sem consumo elétrico;</p> <p>20:00 - 21:00h</p> <p>Após a confeção do jantar (ainda durante o período de luminosidade) anoitece e apenas</p>

	<p>uma lâmpada é utilizada durante a hora de refeição. Isto porque a refeição é servida numa divisão, sendo desnecessário ter mais lâmpadas acesas no resto da habitação;</p> <p>21:00 - 22:00h</p> <p>Durante a noite duas divisões (2 lâmpadas) são iluminadas para tarefas de estudo/lazer e trabalho após a refeição. As tarefas de estudo/lazer são realizadas num quarto e as tarefas domésticas são realizadas noutro (cozinha, sala de estar, etc.), com possibilidade de utilização de outro quarto para apoio/complementar das atividades em curso. Para lazer é considerado o uso do rádio ou TV, tal como ventoinha;</p> <p>22:00 - 24:00h</p> <p>Seguido do estudo e lazer, apenas uma divisão será utilizada por adultos (nomeadamente mulheres) após o término das suas tarefas diárias para lazer/descanso ou completar tarefas pendentes. Neste período é considerado o início de carregamento de telemóveis que poderá terminar após as 24h;</p> <p>23:00 - 07:30h</p> <p>Período de descanso, sem consumo elétrico;</p>
Entre 200 - 300 (0,45 €)	<p>07:00 - 8:00h</p> <p>Tarefas matinais, com usufruto do rádio;</p> <p>8:00 - 12:00h</p> <p>Período sem consumo elétrico;</p> <p>12:00 - 14:00h</p> <p>Na hora de almoço nenhum tipo de iluminação é utilizado. O consumo elétrico efetuado durante este período está associado ao uso de rádio e ventoinha;</p> <p>14:00 - 17:00h</p> <p>Período sem consumo elétrico;</p> <p>17:00 - 18:00h</p> <p>Neste período alguns elementos do agregado familiar retornam momentaneamente a casa;</p> <p>18:00 - 20:00h</p> <p>Período sem consumo elétrico;</p> <p>20:00 - 21:00h</p> <p>Após a confeção do jantar (ainda durante o período de luminosidade) anoitece e apenas uma lâmpada é utilizada durante a hora de refeição. Isto porque a refeição é servida numa divisão, sendo desnecessário ter mais lâmpadas acesas no resto da habitação;</p> <p>21:00 - 23:00h</p> <p>Durante a noite três divisões (3 lâmpadas) são iluminadas para tarefas de estudo/lazer e trabalho após a refeição. As tarefas de estudo/lazer são realizadas num quarto e as tarefas domésticas são realizadas noutro (cozinha, sala de estar, etc.), com possibilidade de utilização de outros dois quartos para apoio/complementar das atividades em curso. Para lazer é considerado o uso de TV, <i>box</i> satélite ou DVD, tal como ventoinha;</p> <p>23:00 - 01:00h</p> <p>Seguido do estudo e lazer, uma ou duas divisões são utilizadas por adultos após o término das suas tarefas diárias para lazer/descanso ou completar tarefas pendentes. Neste período é considerado o início de carregamento de telemóveis que poderá terminar após a 01:00h;</p> <p>01:00 - 07:00h</p> <p>Período de descanso, sem consumo elétrico;</p>

Superior a 300	<p>Nota_1: Neste grupo é considerado o uso de frigorífico ao longo do dia, assim mesmo nas horas sem consumo ativo de energia, existe uma componente de consumo passivo;</p> <p>07:00 - 8:00h</p> <p>Tarefas matinais, com usufruto do rádio;</p> <p>8:00 - 10:00h</p> <p>Período sem consumo elétrico;</p> <p>10:00 - 14:00h</p> <p>Na hora de almoço nenhum tipo de iluminação é utilizado. O consumo elétrico efetuado durante este período está associado ao uso de equipamentos com maior intensidade energética, tal como ferros de engomar, máquinas de lavar, etc.. Esta opção foi tomada com base na programação da futura campanha de Eficiência Energética a implementar e constrangimentos a impor em certos períodos de consumo ou sobre certos tipos de equipamentos. O objetivo destas restrições é limitar a destabilização da rede em horas de maior consumo tomando em consideração períodos de utilização razoáveis de forma a não discriminar grupos com acesso a este tipo de aparelhos;</p> <p>14:00 - 19:00h</p> <p>Período sem consumo elétrico;</p> <p>19:00 - 21:00h</p> <p>Durante e após a confeção do jantar (ainda em período de luminosidade) são utilizadas duas lâmpadas tal como na hora de refeição. Também são utilizados o rádio e ventoinha;</p> <p>21:00 - 23:00h</p> <p>Durante a noite três divisões (3 lâmpadas) são iluminadas para tarefas de estudo/lazer e trabalho após a refeição. As tarefas de estudo/lazer são realizadas num quarto e as tarefas domésticas são realizadas noutro (cozinha, sala de estar, etc.), com possibilidade de utilização de outros dois quartos para apoio/complementar das atividades em curso. Para lazer é considerado o uso de um PC, TV, box satélite ou DVD, tal como ventoinha;</p> <p>23:00 - 01:00h</p> <p>Seguido do estudo e lazer, uma ou duas divisões são utilizadas por adultos após o termino das suas tarefas diárias para lazer/descanso ou completar tarefas pendentes. Neste período é considerado o início de carregamento de telemóveis que poderá terminar após a 01:00h;</p> <p>01:00 - 07:00h</p> <p>Período de descanso, sem consumo elétrico;</p>
----------------	---

Tabela 5 - Pressupostos para Curva de Carga

Para os **sectores comercial e institucional**, não existem grandes pressupostos de base para previsão de comportamentos, visto que não é exetável que estes se alterem radicalmente devido à introdução de energia da rede, pois estes já possuem energia, ainda que de forma irregular.

No entanto, prevê-se que a introdução do sistema pré-pago¹³ altere o comportamento do consumidor no sector residencial. Estas alterações foram verificadas, ainda que informalmente pois não existem dados disponíveis, nas cidades de Gabú e Bissau, onde o sistema pré-pago tem vindo a ser implementado. A equipa local da TESE realizou reuniões com as 2 empresas fornecedoras de energia nas duas cidades (EAGB em Bissau e ElectroSolar em Gabú) que confirmam a alteração não negligenciável do tipo e comportamento de consumo. De facto, verifica-se que o sistema de pré-pagamento promove a poupança e uso eficiente de energia, tal como acontece em alguns países em desenvolvimento que adotam este tipo de solução tecnológica, como, por exemplo, Moçambique e a África do Sul.

¹³ <http://www.conlog.co.za/pages/ProductsServices/Single-Phase-Meters.html>; Data de acesso: 26/04/2013

Resultado

Em baixo segue a representação gráfica da curva de carga projetada para o 10º ano do projeto, com base nos pressupostos acima mencionados:

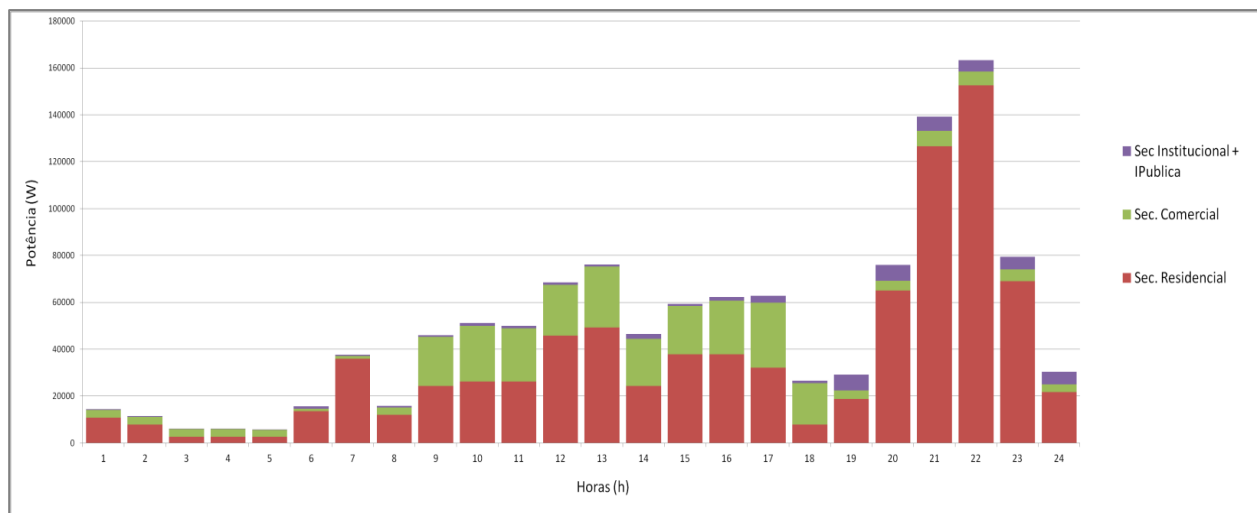


Figura 6 - Projeção Curva de Carga Bambadinca

Consideração final

Como referência final sobre o trabalho, dados, estudos e resultados obtidos no âmbito da definição da curva da carga é importante alertar para a possibilidade deste perfil de consumo não vir a corresponder ao final no 10º ano do projeto.

A previsão de comportamentos e hábitos são temas complexos, não só na tradução destes componentes, do ponto de vista técnico, para uma curva de carga, mas mais importante do ponto de vista social e económico.

As contrariedades sentidas durante a compilação e análise de dados para harmonizar a informação presente nos levantamentos, reflete a dificuldade de obter resultados seguros que permitam garantir com confiança os tipos de comportamentos que estão previstos e representados na curva de carga.

Está planeada uma campanha de sensibilização focada no consumo e eficiência energética. Esta incidirá sobre a racionalização do consumo, tal como a educação para comportamentos de consumo em horas de vazio e redução de consumo nas horas de ponta.

Outro eixo fundamental desta campanha centra-se na utilização de equipamentos de maior potência, em períodos específicos do dia, de maneira a evitar consumos excessivos de energia desnecessários, perturbações na rede e em última instância, aumentar as poupanças financeiras no que concerne à sustentabilidade de todo o SCEB.

Neste último ponto referido, a sustentabilidade financeira, está diretamente relacionada com a diminuição no uso das baterias, aplicando diretamente a energia produzida durante o dia nos equipamentos de maior potência, evitando consumos noturnos ou perto de períodos de maior consumo energético.

3.1.2 Potência de pico

Este parâmetro representa toda potência ativa necessária produzir no pico de consumo em Bambadinca, tendo sido calculado utilizando a previsão de adesão de consumidores no sector residencial, comercial e institucional à rede elétrica. Através do cálculo da potência nominal de cada sector e dos coeficientes de simultaneidade foi obtido o valor da potência máxima que a CFH tem de satisfazer.

O coeficiente de simultaneidade caracteriza o regime de utilização da instalação elétrica por parte do utilizador, ou utilizadores. Existem dois valores para este coeficiente, o residencial e o não residencial. No entanto as fórmulas de cálculos aplicadas em Portugal que caracterizam o padrão de consumo médio não podem ser aplicadas no contexto guineense sem uma análise prévia. Assim, foi comparada a metodologia aplicada nas normas de geração e distribuição de energia implementados em Portugal (CERTIEL e EDP-Distribuição) com a situação observada num país em desenvolvimento, República dos Camarões, pela *National Electricity Company* (SONEL). A análise e cálculos efetuados permitiram adaptar as metodologias identificadas ao contexto local, de maneira a providenciar um melhor serviço de geração e distribuição elétrica.

O valor calculado para a potência máxima com base na metodologia aplicada em Portugal foi de 149.03 kW. Com base no caso Camarões o valor calculado foi de 271.8 kW, sendo a potência de pico obtida com base na curva de carga de 163.3 kW.

Desta análise conclui-se que o valor obtido para a potência de pico através da metodologia aplicada em Portugal é mais próximo do valor da potência de pico obtida com base na curva de carga. Assim, os coeficientes de simultaneidade aplicados em Portugal podem, *a priori*, servir como referência para o contexto Guineense.

Apesar do resultado preliminar calculado para a potência de pico com base no caso português em relação ao cálculo com base na metodologia do caso camaronês ser mais próximo do resultado obtido na curva de carga, devem ser tomadas precauções e cautela suficientes. A interpretação destes resultados deve evitar sobre e subconsumos de energia (despacho de energia desajustado ao consumo real), tal como disponibilização de potência inadequada. Como referido anteriormente, o estudo da curva de carga é feito com base em projeções no horizonte de 10 anos, sendo que o comportamento dos clientes pode revelar-se diferente em relação ao atualmente previsto. As modificações/evolução do comportamento dos clientes ao longo do tempo, podem modificar a curva de carga prevista e como tal, a potência de pico calculada. Quer esta tendência resulte numa aproximação aos casos camaronês/português ou divergência em relação a estes, em cada momento terá de ser considerado o contexto económico e social dado que estes são os fatores com maior impacto nos padrões de consumo energético. As evoluções do comportamento têm de ser consideradas atentamente, para permitir a incorporação na curva de carga e assim uma maior adesão à realidade, evitando as situações de sobre e subconsumo expostas anteriormente.

O quadro que resume os pressupostos e cálculos efetuados para obter a potência de consumo para o qual o inversor, ou grupo de inversores, foi dimensionado é apresentado em **Anexo I - Cálculo da Potência de Pico**.

3.2 Clima e recurso solar local

3.2.1 Clima

O clima¹⁴ da Guiné-Bissau caracteriza-se como subtropical, dividido anualmente entre a estação seca (Novembro a Maio) e a estação das chuvas (Junho a Outubro). As taxas higrométricas variam entre 35% em Janeiro e 85% no mês de Agosto. Durante a estação seca, ventos secos que vêm do deserto (*harmattans*) levantam-se frequentemente e tornam o ar muito empoeirado. Neste período, as

¹⁴ <http://www.guine-bissau.net/ue/pt/clima.html>; Data de acesso: 25/04/2013

temperaturas¹⁵ ultrapassam frequentemente os 40°C, sobretudo no interior do país (onde se situa Bambadinca). Na estação das chuvas, chove com frequência e as trovoadas fazem-se sentir diariamente com forte intensidade.

Outro fator que pode ter impacto direto na produção energética, são as queimadas na área circundante à central. Sendo a região de Bafatá predominantemente agrícola, as queimadas são frequentes e de dimensão não negligenciável, criando nuvens de fumo com colunas de grande dimensão, podendo em alguns casos bloquear a radiação solar direta sobre o campo de painéis, caso sejam efetuadas próximo da CFH. A calendarização destes eventos será um ponto a integrar no planeamento e gestão da produção energética, de forma a reduzir potenciais impactos negativos.

Por fim, é ainda importante referir que a temperatura do próprio painel aumenta consideravelmente uma vez exposto ao sol, o que tem também impacto na produção energética. Assim, torna-se imperativo contemplar uma análise da temperatura a um nível mais detalhado.

Temperatura máxima registada ($T_{\text{máx}}$) = 41.1°C

Temperatura mínima registada ($T_{\text{máx}}$) = 12.2°C

Temperatura média (T_{ambiente}) = 21.1 °C

3.2.2 Radiação solar e disposição ótima de painel

Os dados da irradiância média mensal para Bambadinca, nas coordenadas: **Latitude_12°1'25" Norte, Longitude_14°51'39" Oeste**, tiveram como fonte o modelo de radiação baseado em medidas de temperatura e radiação solar por satélite, PVgis¹⁶.

Para garantir que a procura de energia é satisfeita mesmo no pior dos cenários de produção anual (menos energia solar disponível para converter em energia elétrica), foi escolhido o pior mês, em termos de irradiação média, i.e. o mês com menor densidade de energia solar por hora/m², Agosto, como é possível aferir na Figura 7:

Tempo	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
06:07				25	37	47	47	38				
06:22			49	54	71	76	74	67	46	30		
06:37	52	81	97	90	109	109	104	97	75	63	56	52
06:52	102	134	148	134	153	147	137	128	107	101	104	103
07:07	156	192	205	183	200	186	171	160	141	143	155	157
07:22	212	252	264	237	249	227	205	193	177	187	208	213
07:37	271	314	324	292	299	268	240	224	212	232	263	270
07:52	329	376	385	350	350	309	274	255	248	278	318	327
08:07	387	437	445	407	399	350	307	285	283	324	373	384
08:22	444	496	503	464	448	389	338	313	316	369	426	438
08:37	499	553	559	520	495	427	369	340	349	412	477	491
08:52	551	607	612	574	540	463	397	365	380	454	526	541
09:07	601	658	663	625	583	497	424	388	409	493	572	588

¹⁵ <http://www.ucm.es/info/cif/station/gu-bissa.htm>; Data de acesso: 25/04/2013

¹⁶ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>; Data de acesso: 25/04/2013

09:22	647	706	710	674	623	529	449	409	436	530	615	632
09:37	690	750	754	719	659	558	471	428	461	564	655	673
09:52	729	790	793	760	693	584	492	446	484	595	692	710
10:07	764	826	829	798	723	608	510	461	504	623	724	743
10:22	795	858	861	831	750	629	526	474	522	648	753	773
10:37	822	885	888	860	773	647	540	486	537	670	778	798
10:52	845	908	911	884	792	662	551	495	550	688	799	819
11:07	863	927	929	904	808	674	560	503	561	702	816	836
11:22	877	941	943	919	819	683	567	508	568	713	828	849
11:37	886	950	952	929	827	689	572	512	573	720	837	858
11:52	890	955	957	934	831	692	574	514	576	724	841	862
12:07	890	955	957	934	831	692	574	514	576	724	841	862
12:22	886	950	952	929	827	689	572	512	573	720	837	858
12:37	877	941	943	919	819	683	567	508	568	713	828	849
12:52	863	927	929	904	808	674	560	503	561	702	816	836
13:07	845	908	911	884	792	662	551	495	550	688	799	819
13:22	822	885	888	860	773	647	540	486	537	670	778	798
13:37	795	858	861	831	750	629	526	474	522	648	753	773
13:52	764	826	829	798	723	608	510	461	504	623	724	743
14:07	729	790	793	760	693	584	492	446	484	595	692	710
14:22	690	750	754	719	659	558	471	428	461	564	655	673
14:37	647	706	710	674	623	529	449	409	436	530	615	632
14:52	601	658	663	625	583	497	424	388	409	493	572	588
15:07	551	607	612	574	540	463	397	365	380	454	526	541
15:22	499	553	559	520	495	427	369	340	349	412	477	491
15:37	444	496	503	464	448	389	338	313	316	369	426	438
15:52	387	437	445	407	399	350	307	285	283	324	373	384
16:07	329	376	385	350	350	309	274	255	248	278	318	327
16:22	271	314	324	292	299	268	240	224	212	232	263	270
16:37	212	252	264	237	249	227	205	193	177	187	208	213
16:52	156	192	205	183	200	186	171	160	141	143	155	157
17:07	102	134	148	134	153	147	137	128	107	101	104	103
17:22	52	81	97	90	109	109	104	97	75	63	56	52
17:37	18	36	49	54	71	76	74	67	46	30	21	18
17:52			19	25	37	47	47	38	19	3		
17:07				4	21	27	24	14				
Irr. Média Mensal	6210	6810	6890	6580	6120	5240	4460	4060	4270	5130	5910	6060

Figura 7 - Irradiância média mensal (Wh/m²/dia) e diária (Wh/m²)

O valor da radiação direta efetiva (G_{eff}) que chega aos painéis é influenciado por outros fatores de perdas, tais como perdas por efeitos de reflexão angular e por sujidade. Assim, a radiação efetiva que chega ao painel é dada pela expressão:

$$G_{eff} = G \times \frac{T_{dirt}}{T_{clean}} \times FT_B(\theta_s) \quad [2]$$

sendo G a radiação direta, T_{dirt}/T_{clean} as perdas por sujidade depositada no painel e $FT_B(\theta_s)$ as perdas angulares. Como as perdas angulares são tomadas em consideração nos cálculos do PVGIS, temos de corrigir apenas o valor das perdas por sujidade (grau de sujidade médio - 0.97), ficando assim o novo valor da radiação:

$$G_{eff} = G \times \frac{T_{dirt}}{T_{clean}} = 4.1 \times 0.97 = 4 \text{ kWh/m}^2 \text{ dia} \quad [3]$$

Este valor é convertido em horas solar de pico (HSP), o que permite simplificar os cálculos. Assumindo o valor de 1000 kW/m^2 por hora, consegue-se em 4 horas para este valor de radiação, a mesma energia que num dia médio para o pior mês, com a **inclinação ótima de 15°** e orientação a sul.

$$G_{\text{Agosto}} = 4 \text{ kWh/m}^2 \text{ dia} \Leftrightarrow \text{HSP} = 4 \quad [4]$$

3.3 Performance Ratio

Para o dimensionamento foram considerados os maiores valores teóricos disponíveis para as perdas, diminuindo assim o risco de sub-dimensionamento. O *performance ratio* (PR) representa o valor global de eficiência da central. De acordo com os pressupostos e cálculos apresentados de seguida, este foi estimado em 70 %:

$$PR = \eta_{\text{Global}} = (1 - P_{\text{Autodescarga Baterias}} + P_{\frac{\text{Regulador}}{\text{Inversor}}} + P_{\text{Ambientais}} + P_{\text{Distribuição e Transmissão}})$$

$$PR = \eta_{\text{Global}} = 70 \% \quad [5]$$

i. Perdas no banco de baterias (Ácido-Base)

Este valor está sobredimensionado, pois as baterias pretendidas são estacionárias o que significa menor perda.

Autodescarga: 0,3%

Conversão energética: 5%

Perdas regulador/inversor: 5%

ii. Perdas ambientais: 13.1%

Os painéis fotovoltaicos saem da gama ótima de funcionamento (potência nominal) com o aumento da temperatura, diminuindo o seu rendimento em função desta variável. Num regime

climático como o da Guiné-Bissau, onde frequentemente se atingem valores na ordem dos 40°C durante vários dias na época seca, as perdas associadas à temperatura não são negligenciáveis.

O valor aqui apresentado foi retirado do PVGIS¹⁷ para as coordenadas de Bambadinca. No entanto é necessário considerar que este valor é baseado em aproximações e valores típicos, sendo indispensável uma análise mais cuidada relativa a estas perdas. Este estudo será efetuado e apresentado, na escolha do modelo de painel.

iii. Perdas por efeitos angulares: 2.6%

A reflectância e transmitância dos materiais com propriedades óticas dependem do ângulo de incidência dos raios solares no painel. O *input* ótico do painel depende da orientação do módulo relativamente ao sol, devido à variação angular provocada pela reflexão dos materiais presentes nas camadas superficiais protetoras do painel. Decorrente destes efeitos angulares, existe sempre uma quantidade de energia que é perdida.

iv. Perdas por sujidade

Este tipo de perda está relacionado com a deposição de sujidades na superfície do módulo, em condições reais de funcionamento. Na região de Bafatá, e um pouco por toda a Guiné, a tendência normal do ar contém uma quantidade não negligenciável de poeiras e outras sujidades.

Assim, tendo em consideração a grande área de painéis fotovoltaicos, estas perdas têm de ser contabilizadas de maneira a evitar o sub-dimensionamento da central. Mais ainda, daqui resulta também a necessidade de proceder à limpeza regular da superfície dos painéis para remoção da sujidade.

Como este fator só pode ser aproximado (alto grau de sujidade - 0.92, médio - 0.97 e baixo - 0.98) e influencia diretamente a radiação efetiva que chega ao painel, a sua aplicação será na radiação mensal escolhida (mês de Agosto).

v. Perdas de distribuição e transporte de energia: 4%

O estudo desenvolvido para o dimensionamento da rede elétrica em Bambadinca situou as perdas nos 4%.

3.4 Produção energética fotovoltaica

Para dimensionar todos os equipamentos e calcular parâmetros de funcionamento, é necessário calcular a potência de produção energética que a central tem de satisfazer:

$$E_{PV} = \frac{E_{consumo} [1]}{PR [5]} = \frac{1.179.061,64}{0,7} = 1.696.003,5 \text{ Wh/dia} = 1.696.0 \text{ kWh/dia} \quad [6]$$

$$P_{Pico} = \frac{E_{PV} [6]}{HSP [4]} = \frac{1.696.003,5}{4} = 426.453,0 \text{ Wp} = 426.45 \text{ kWp} \quad [7]$$

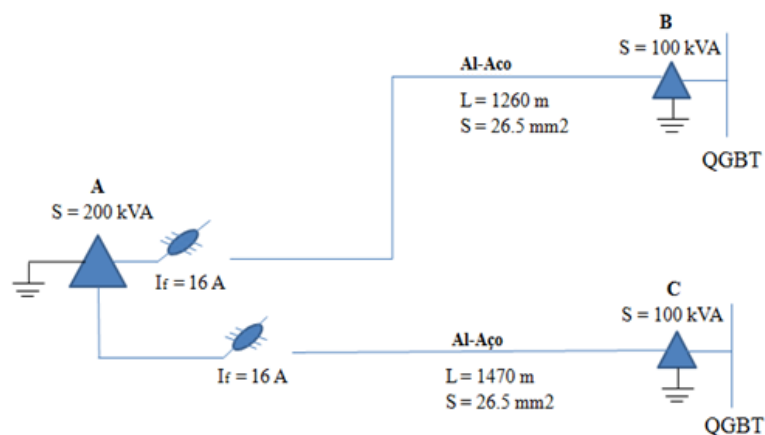
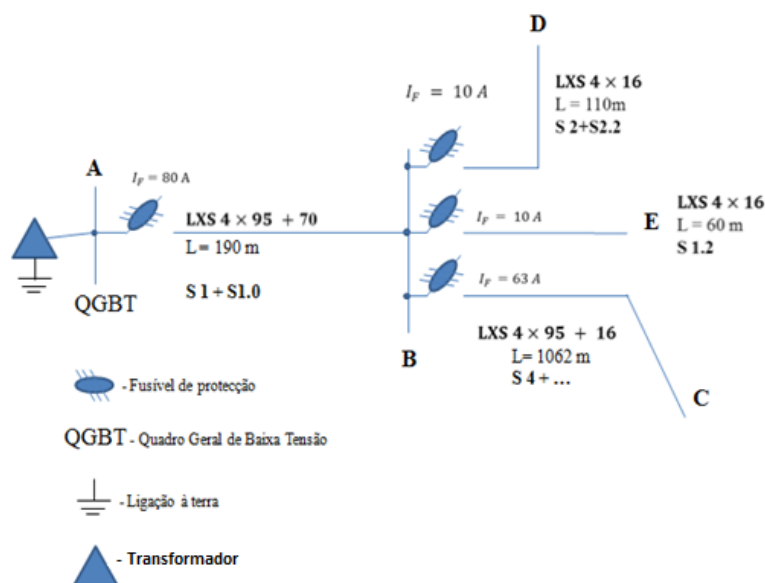
¹⁷ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>; Data de acesso: 25/04/2013

3.5 Rede Elétrica de Bambadinca

3.5.1 Configuração da Rede Elétrica de Bambadinca

O SCEB considera: i) a geração de energia em baixa tensão na CFH; ii) a transformação de BT/MT e MT/BT utilizando as configurações dos transformadores em estrela/triângulo e triângulo/estrela, respectivamente iii) o trânsito de energia em linhas trifásicas de média tensão; iv) e distribuição em linhas monofásicas/trifásicas em baixa tensão; sendo os últimos três pontos efetuados na REB.

A CFH será conectada a uma rede elétrica que distribui a energia em baixa tensão (Figura 8- Esquema de rede em BT) e transmite em média (Figura 9 - Esquema de rede em MT). O ponto de interação e ligação da CFH à rede elétrica é estabelecido através de barramentos que recebem energia em baixa tensão (BT) da CFH, injetando-a diretamente nas áreas de consumo adjacente, e em média tensão (MT) para as áreas mais longínquas.



3.5.2 Rede de Média Tensão

Para grandes distâncias entre a central e as áreas de consumo, o trânsito de energia é efetuado em linhas trifásicas de média tensão. A distribuição em média tensão obriga à utilização de transformadores trifásicos, que podem tomar dois tipos de configuração, em estrela ou em triângulo. Sendo que a configuração estrela/triângulo (Figura 10) eleva a tensão de entrada de baixa para média e a configuração inversa (Figura 11) transforma a média tensão em baixa.

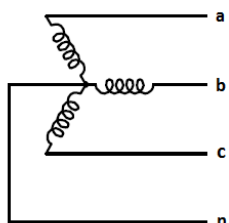


Figura 10 - Transformador estrela/triângulo

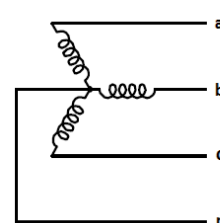
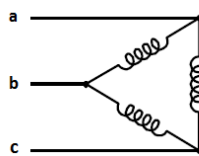
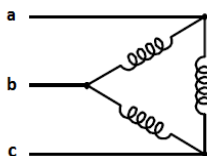


Figura 11 - Transformador triângulo/ estrela

3.5.3 Rede de Baixa Tensão

Para distâncias perto da produção ou dos transformadores, são utilizadas linhas monofásicas ou trifásicas, seguindo os principais traçados que caracterizam a malha urbana de Bambadinca (estradas principais e secundárias). Esta configuração mista permite reduzir as quedas de tensão, perdas por efeito de joule e diminuir a natureza oscilante do sistema monofásico.

A distribuição das cargas individuais é efetuada em monofásica, pois os consumos de potência em Bambadinca são baixos no sector residencial (corrente monofásica). Para o sector comercial, onde existe um consumo mais elevado, é possível despachar corrente trifásica ou monofásica, garantindo condições para o seu crescimento no futuro.

Com base nestas opções foi proposta a seguinte configuração, na Figura 12, para a rede elétrica de Bambadinca em BT:

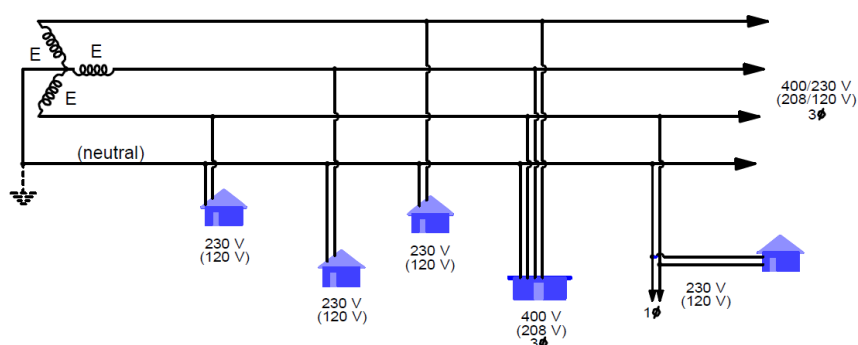


Figura 12 - Esquema de distribuição (BT) da rede elétrica

3.5.4 Quadro Geral de Baixa Tensão

O Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) efetua o ponto de interligação entre a produção na CFH e a REB através de barramentos que recebem a energia produzida em baixa tensão. Os barramentos permitem controlar a tensão, potência ativa e frequência gerada na CFH. Cada QGBT contém todos os

equipamentos e dispositivos elétricos necessários à proteção e controlo da energia produzida e injetada na rede, sendo a sua função das mais críticas e fundamentais para o correto funcionamento de todo o sistema.

A tensão é um dos elementos críticos para manter a estabilidade da rede, pois a sua variação tem impactos diretos na qualidade de energia despachada, tanto a nível de iluminação (possibilidade de ocorrência de *flicker*, diminuição da intensidade luminosa, etc.) tal como nos motores (por exemplo motores de compressão presentes em frigoríficos podem ficar danificados) e restantes aparelhos elétricos.

Caso o sector industrial, ainda que de baixa intensidade energética, venha a desenvolver-se, é crucial que os novos aparelhos de trabalho com motores de potência considerável, sejam colocados o mais perto da central fotovoltaica e em circuitos de distribuição distintos do sector residencial e comercial. Desta maneira disponibilizamos a voltagem máxima aos aparelhos e reduzimos o impacto que as quedas de tensão possam causar nos restantes clientes ao longo das linhas.

No entanto existem variáveis incontrolláveis no QGBT, sendo que a mais relevante será a potência reativa gerada e transmitida neste barramento.

3.5.5 Potência Reativa

A potência reativa acompanha o fluxo de potência ativa, gerada por campos eletromagnéticos necessários à conversão eletromecânica, transmissão de energia ou alteração do nível de tensão. Na REB este fenómeno não será diferente, logo terá de ser acautelado.

A carga típica absorve potência reativa, tal como o consumo dos aparelhos que os clientes na rede elétrica de Bambadinca vão utilizar, levando a uma procura (por cliente) deste tipo de potência. Os elementos constituintes da rede elétrica também podem ser produtores ou consumidores de potência reativa, tal como os transformadores e as linhas aéreas, que podem ser produtores ou consumidores líquidos dependendo do tipo de carga estabelecida (indutiva ou capacitiva).

Esta potência pode ser controlada a nível central e fornecida pela rede, ou gerada localmente, junto dos consumidores finais. Em caso de consumidores industriais ou comerciais, as distribuidoras de energia geralmente instalam contadores próprios para contabilizar e faturar a potência reativa. No entanto pequenos clientes estão isentos destes pagamentos, pois os seus contadores não fazem as medições necessárias para tal.

Na rede elétrica de Bambadinca, o objetivo principal é limitar a nível local a potência reativa consumida e produzida pelos clientes. Desta maneira evitamos o seu trânsito e minimizamos as perdas, aumenta a capacidade das linhas e transformadores e principalmente a potência ativa, introduzindo unidades de condensadores, ou baterias, nos quadros elétricos dos clientes. Estes aparelhos servem como corretores do fator de potência, diminuindo o consumo de energia ativa através da regulação da potência reativa.

Se a produção de potência reativa ocorrer na central energética e o trânsito for efetuado na rede, em termos de infraestrutura é necessário um conjunto de equipamentos especialmente concebidos para o efeito (baterias de condensadores - produtores, bobinas de indução - consumidores; ou compensadores síncronos e compensadores estáticos). No entanto, os encargos com a instalação e manutenção destes equipamentos para produzir/consumir a potência reativa, encarecem o sistema e têm de ser deduzidos na tarifa praticada.

Concluída a análise sobre a integração da produção, distribuição, controlo e faturação da potência reativa no SCEB as principais considerações a ter em conta são:

- i. Pode ser gerada na CFH, REB e nos clientes individuais;

- ii. A distribuição/transmissão é feita em paralelo com a potência ativa na rede elétrica, sendo necessário instalar um conjunto de equipamentos de controlo especialmente concebidos para o efeito;
- iii. A nível de produção local, a instalação de aparelhos de controlo nos clientes é mais barata e eficaz;
- iv. A nível de produção global, a instalação de aparelhos de controlo eleva o custo do sistema consideravelmente;
- v. A venda de energia reativa aos consumidores não traz benefícios em termos económicos pois o principal sector (industrial) que podia contribuir de forma sólida para a manutenção da infraestrutura não existe, o sector comercial não consome potência suficiente e o sector residencial não pode ser taxado;
- vi. Considerando o contexto local em termos de conhecimento efetivo deste tipo de tecnologias e necessidades de formação dos recursos humanos, a produção, transmissão, distribuição, controlo e faturação complexifica a gestão do SCEB;

Com base nesta análise a opção de não produzir, distribuir ou controlar a potência reativa ao longo da rede prende-se com a dimensão da rede em si, obrigando a um esforço adicional de instalação de aparelhagem de controlo, tal como formação de recursos humanos, e pelos tipos de consumos elétricos sectoriais estudados com capacidade de pagar. A inexistência do sector industrial e a baixa intensidade energética do sector comercial, inviabilizam a faturação desta potência e assim bloqueiam a possibilidade de manter a operação e manutenção da estrutura. Um investimento neste tipo de infraestrutura encarecia o projeto ao ponto de o poder inviabilizar em termos orçamentais e sustentabilidade financeira no futuro.

Assim, para o dimensionamento da REB o fator de potência¹⁸ considerado tomou o valor unitário (1), ou seja, foi considerado nulo o trânsito da potência reativa na rede. Só com os resultados de monitorização a longo prazo da operação do SCEB, será possível obter dados fidedignos que permitam uma análise detalhada da produção e consumo de potência reativa, e com base nestes realizar um estudo posterior sobre o enquadramento da potência reativa no sistema.

¹⁸Fator de potência - $\cos \phi = 1$; ϕ é o angulo de desfasagem entre a corrente (A) e a tensão(V). Quando $\phi > 0$ temos uma carga indutiva, $\phi < 0$ carga capacitiva e $\phi = 0$ carga resistiva.

4. Solução Técnica

A solução técnica foi construída com base em equipamentos para sistemas solares fotovoltaicos disponíveis no mercado. Na análise de mercado só foram consultados os principais componentes utilizados no balanço energético do sistema solar (BoS¹⁹).

Procura de fabricantes

Devido ao grande número de fabricantes e fornecedores/distribuidores, envolvidos na comercialização dos principais componentes BoS, a consulta e análise de mercado foi balizada. Assim, os critérios para escolha dos fabricantes de equipamentos foram os seguintes:

- i. Soluções tecnológicas fotovoltaicas *off-grid* flexíveis, adaptadas ao contexto local e facilmente expansíveis;
- ii. A qualidade, durabilidade e maturidade tecnológica dos equipamentos;
- iii. Processo de *procurement* dos materiais tem de ter como base equipamentos facilmente disponíveis no mercado para aquisição;
- iv. Experiência técnica comprovada e acessibilidade das marcas produtoras/fornecedoras de tecnologia solar;

Esta lista de condições possibilitaram limitar a escolha a quatro fabricantes de componentes BoS:

- Studer;
- SMA;
- Selectronic;
- Victron.

Escolha de fabricante

Após a pesquisa, consulta e análise técnica dos equipamentos produzidos por cada fabricante, foram definidas as características básicas que permitem construir um sistema solar FV *off-grid*, em conformidade com o critério **i) Soluções tecnológicas fotovoltaicas *off-grid* flexíveis, adaptadas ao contexto local e facilmente expansíveis:**

1. Capacidade de controlo e gestão de vários inversores DC/AC em paralelo;
2. Capacidade de gestão de grandes bancos de baterias em conformidade com a procura/consumo real;
3. Inter-operacionalidade entre a componente produtiva (painéis solares FV e geradores a diesel) e de armazenamento (baterias);
4. Tecnologia permite montar o sistema em *AC Coupling*;
5. Centralização do controlo sobre o balanço e gestão da energia produzida, armazenada e despachada para o consumo;
6. Capacidade de controlo de grupos eletrogéneos *backup*;

¹⁹ BoS - *Balance of System*; inclui inversores, estruturas de fixação dos painéis, caixas combinadoras, cabos e condutas, engenharia civil. Nesta análise os principais equipamentos considerados são os inversores e reguladores de carga.

7. Mecanismos de monitorização remota e segurança elétrica do sistema;
8. Capacidade de expansão;

Na Tabela 6 é apresentado o quadro resumo das avaliações realizadas a cada um dos fabricantes conforme os critérios 1 a 8 definidos anteriormente:

Fabricante	1	2	3	4	5	6	7	8
Studer	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓
SMA	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Selectronic	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗
Victron	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗

Tabela 6- Avaliação de fabricantes de BoS

Com base neste quadro o fabricante escolhido foi a SMA uma vez que cumpria todos os critérios de seleção pré-definidos.

Descrição de tecnologia do fabricante escolhido - SMA

Uma das principais características para desenhar o sistema com os equipamentos deste fabricante, é a capacidade de gestão dos bancos de baterias pelos reguladores de carga, que funcionam, também, como inversores. Os reguladores de carga podem ser conectados em paralelo (3 unidades) perfazendo uma potência total de aproximadamente 18 kW a 48 V, o que permite gerir bancos de baterias relativamente robustos a baixas voltagens. A associação de 3 unidades de reguladores de carga a um banco de baterias tem por nome *cluster*.

Outro equipamento disponibilizado pela mesma marca, o *MultiCluster*, permite a interação/comunicação entre várias unidades *clusters* (reguladores de carga com os seus bancos de baterias) e a injeção de toda a energia armazenada num único barramento, sendo a gestão e despacho de energia simplificada e concentrada num único ponto do sistema.

Este equipamento, também, permite a interoperacionalidade das unidades de geração de energia, ou seja, os inversores DC/AC e campos solares conexos com os *clusters* de reguladores de carga e baterias, aglomerando desta maneira a produção, com o armazenamento e consumo.

Um ponto fundamental nas características de operação das unidades *MultiCluster* prende-se com a impossibilidade de ligar dois ou mais equipamentos em paralelo na mesma rede elétrica. Este requisito obriga a divisão do consumo global de maneira a satisfazer o traçado da rede elétrica, que se divide entre a área de consumo perto da central (Sul) e outras duas zonas que são alimentadas pela rede de média tensão (Norte e Noroeste). Assim, torna-se imperativo utilizar três unidades *MultiCluster* que alimentem cada uma a sua área de consumo.

O ponto referente às unidades *MultiCluster* e rede elétrica é abordado em detalhe no **capítulo 4.6**.

Este fabricante tem por principal atividade económica, a construção e comercialização de inversores DC/AC especialmente adaptados para funcionar com as unidades *MultiCluster*. Estes aparelhos apresentam todas as características desejáveis de funcionamento (alta potência, possibilidade de ligação em esquema trifásico, sistemas de proteção incorporados, etc.) aliando a harmonização tecnológica entre os inversores DC/AC com restantes equipamentos para o Balanço do Sistema, os reguladores de carga (*SunnyIsland*) e central de comando e controlo (*MultiCluster*).

AC Coupling

O AC coupling, é um sistema híbrido de gestão e balanço da energia que é gerada e armazenada num sistema solar. Neste tipo de esquema é possível utilizar inversores *stand-alone* e inversores com modo de ligação à rede, de forma a aumentar a flexibilidade e expansão do sistema. Este esquema acomoda vários tipos de fontes de energia no lado AC do sistema e não necessita de um regulador de carga para controlar a energia DC.

Este sistema permite alimentar as cargas AC diretamente ou recarregar baterias através de inversores/reguladores. Neste tipo de configuração, os geradores a *diesel* também podem alimentar diretamente as cargas AC ou carregar as baterias.

Alguns dos campos solares FV que será necessário instalar na CFH, encontram-se significativamente longe dos bancos de baterias. No caso dos sistemas *DC coupling*, as perdas do ponto mais longínquo do campo solar FV até ao regulador seriam incontroláveis ou os diâmetros de cablagem tão largos que tornariam o sistema economicamente inviável, tal como a conexão da cablagem significativamente mais complexa.

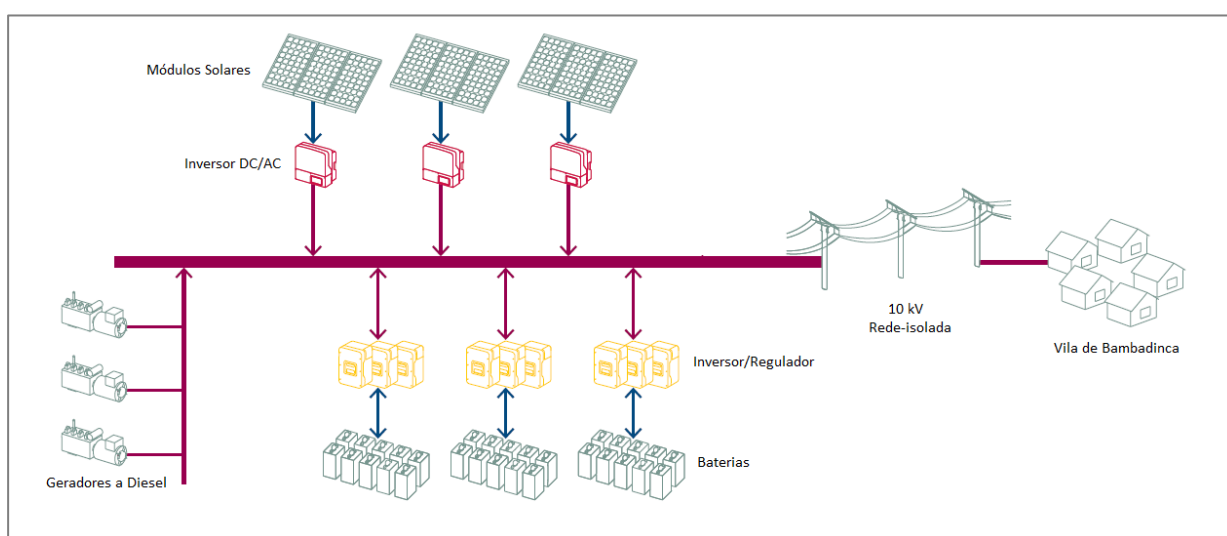


Figura 13 - Esquema AC coupling

4.1 Painéis Fotovoltaicos

A potência nominal escolhida para o módulo está situada nas gamas altas (200 Wp ou mais), e de elevada eficiência, de maneira reduzir o número de ligações e área total necessária de instalação, aproximadamente 8-11 m² para produzir 1 kWp (*watt-peak*).

Existem duas condições adicionais que levaram à escolha deste módulo, sendo estas o cumprimento dos requisitos de segurança mínimos necessários para módulos fotovoltaicos cristalinos, norma IEC 61215 e 61730. A última norma é relativa à classe de proteção do *frame*, classe II²⁰.

O módulo escolhido para o dimensionamento é o SPR-333NE-WHT-D da SunPower, com as características descritas na Tabela 7:

SunPower SPR-333NE-WHT-D		
P _{STC}	333	W
U _{OC, STC}	65.3	V

²⁰ Segundo a norma IEC 61440

$I_{SC, STC}$	6.46	A
U_{MPP}	54.7	V
I_{MPP}	6.09	A
P_{NOTC}	247	W
$U_{OC, NOCT}$	61.2	V
$I_{SC, NOCT}$	5.22	A

Tabela 7- Características técnicas do painel solar

Um módulo fotovoltaico tem mais parâmetros a considerar, tal como as suas dimensões, tipo de conexão (entre módulos), etc.. Estes serão considerados durante o estudo do dimensionamento sempre que necessário.

Consultando as especificações técnicas do painel obtiveram-se os seguintes coeficientes de perda associados à temperatura:

SunPower SPR-333NE-WHT-D

dP_{NOCT}/dT	-0.38	%
dU_{OC}/dT	-176.6	mV/k
dI_{SC}/dT	3.5	mA/k
NOCT	45 +/- 2	°C

Tabela 8- Coeficientes de perda do painel solar

4.1.1 Perdas de Temperatura

A primeira abordagem para obter perdas relacionadas com a temperatura é utilizar o valor calculado no PVGIS. Estas perdas ambientais consideram o coeficiente k_T , para o cálculo da temperatura de operação do módulo (T_m) com base no tipo de montagem dos sistemas (*free-standing* ou em edifícios):

$$T_m = T_{amb} + k_T G_{eff} \quad [8]$$

onde G_{eff} é a irradiância efetiva (W/m^2) e T_{amb} é a temperatura ambiente. Ainda que seja aceitável utilizar estes coeficientes determinados em laboratório, a informação disponível permite uma análise mais detalhada. Assim, o modelo aplicado na análise de perdas considera o coeficiente k_T dependente da temperatura normal de funcionamento da célula (NOCT), do próprio módulo, possibilitando desta maneira uma aproximação mais realista às condições locais.

$$k_T = \frac{NOCT-20}{800 W/m^2} \quad [9]$$

Através da temperatura de funcionamento aplicam-se os coeficientes de perda, tanto para a potência nominal do módulo, como para a corrente de curto-circuito e tensão em circuito aberto. Uma vez aplicados os coeficientes sobre as características NOCT (P_{NOCT} , U_{OC} e I_{SC}), foram obtidos os valores de operação em condições reais de temperatura do módulo.

Para calcular as perdas máximas de operação nos módulos, analisamos a irradiância efetiva média diária (G_{eff}), do mês onde se registam as maiores temperaturas (41.1°C), Março. Através da análise da

Figura 7, Março apresenta uma irradiância média de 6890 Wh/m²/dia e tendo em consideração o período de radiação diário de 12 horas, resulta na irradiância média diária de:

$$G_{eff} = \frac{6890}{12} = 574 \approx 600 \text{ W/m}^2 \quad [10]$$

Substituindo os valores de G_{eff} e k_T na equação [8] obtém-se a temperatura de funcionamento real:

$$T_m = T_{amb} + k_T G_{eff} = 41.1 + \frac{45 - 20}{800} \times 600 = 59.85 \approx 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

Desta maneira pode-se afirmar que a temperatura de funcionamento do módulo atinge um valor não negligenciável para o cálculo das perdas reais. Assim, a diferença entre a temperatura de funcionamento real e NOCT é:

$$\Delta T = T_m - NOCT = 60 - 45 = 15 \text{ }^\circ\text{C} \quad [11]$$

Aplicando a diferença de temperatura ($\Delta T = 15 \text{ }^\circ\text{C}$) aos coeficientes em cima apresentados temos os seguintes valores reais:

SunPower SPR-333NE-WHT-D

Coeficiente	Variação de valor	Parâmetro	Valor NOTC	Valor real a 41 °C	Unid.
dP_{NOCT}/dT	-5.64 %	P	247	231.2	W
dU_{VOC}/dT	-2.62 V/k	U_{OC}	61.2	58.6	V
dI_{SC}/dT	0.052 A/k	I_{SC}	5.22	5.17	A

Tabela 9- Características técnicas ajustadas do painel solar

4.2 Inversor

Visto que a central fotovoltaica necessita de uma potência instalada de 426.4²¹ kW, convém que o inversor a utilizar possua a capacidade de injetar altas quantidades de energia na rede. Com base neste critério o modelo escolhido apresenta uma potência nominal de saída AC de 11.000 VA²² por unidade, e potência máxima entrada DC de 11.400 W o que o torna bastante atrativo em termos de possibilidade de conectar o maior número de módulos possíveis.

O inversor tem a capacidade de rastreamento do *Maximum Power Point* (MPP) de 333 V_{DC} a 500 V_{DC}, em cinco entradas diferentes, ou seja, é possível conectar cinco *strings* diretamente no aparelho. Desta maneira garantimos um melhor aproveitamento da energia produzida no campo gerador mesmo em situações de sombreamento sobre os módulos em série (maiores perdas) ou paralelo (menores perdas).

²¹ Este valor contempla a energia necessária fornecer num dia típico no 10º ano do serviço com as perdas do sistema de 30%, para mais detalhe sobre o mesmo consultar o Excel de dimensionamento – Ppeak, em anexo.

²² $\cos \phi = 1$

Este modelo integra, também, dispositivos de proteção de polaridade DC, contra curto-circuito AC, e dispositivo de monitorização de falha de ligação à terra²³. A nível físico este aparelho também se encontra totalmente protegido contra poeiras e chuvas (IP65²⁴).

Para a deteção de problemas, o inversor possui um visor que transmite as mensagens de erro (tanto de *soft* como de *hardware*) em 4 línguas diferentes (Alemão, Inglês, Francês ou Espanhol) o que permite uma maior flexibilidade em termos de leitura, ainda que não possua informação em língua portuguesa. Estas opções de língua são de extrema importância visto que grande parte da população, incluindo os técnicos que serão responsáveis pela O&M da CFH, não domina o inglês, mas o francês, tal como o português, são línguas amplamente utilizadas. Desta maneira os erros poderão ser mais facilmente detetados e corrigidos.

Os seus conectores de cabos são de utilização robusta e simples, no entanto os encaixes são peças especializadas (tipo de conectores MC4, MC3, etc.), que podem ser de difícil acesso no mercado local. No entanto, qualquer fornecedor de material fotovoltaico possui este tipo de fichas. A manutenção do equipamento é básica (limpeza de ventoinhas de arrefecimento com pincel) e a substituição dos fusíveis (único material que tem de ser substituído em caso de avaria) é de simples execução.

Para este tipo de inversor (com frequência de comutação baixa - *Low-Frequency Transformer*) o mecanismo de controlo de modulação de onda é IGBT, injetando uma onda sinusoidal pura na rede.

A questão da frequência é um tema sensível dado que não existe um documento normativo nacional guineense e operar numa frequência diferente ao estabelecido para a rede nacional pode criar constrangimentos no futuro, tanto em termos de interconexão, como em termos de aparelhos utilizados pelos consumidores. Assim, após consulta com a DGE, foi obtido o valor aceite para a frequência da rede nacional de 50 Hz.

O maior problema deste equipamento é o facto de não possuir um transformador galvânico. Neste caso, a solução passa por instalar um equipamento deste tipo, por unidade de inversor, ou correremos o risco de destabilizar não só a injeção de energia produzida como a própria rede elétrica. Ainda que assim seja, o transformador possui proteção interna para assegurar o isolamento entre o lado DC e AC.

A Tabela 10 resume as características do inversor escolhido:

Sunny Mini Central 11000 TL		
P _{pv} , em condições STC	11400	W
P _{out} , nominal	11000	W
Max voltagem DC	700	Vdc
Voltagem nominal	350	Vdc
MPP Voltagem	233 - 500	Vdc
Corrente por string	34	A
Corrente saída	48	A
Voltagem saída	230/400	Vac

Tabela 10- Características do Inversor

²³ Estas falhas ocorrem quando uma parte ativa do condutor estabelece uma fuga de corrente para a terra. Podem ocorrer casos de dupla falha, ou seja, dois condutores com fuga de corrente. A sua deteção atempadamente previne a ocorrência de fogos.

²⁴ De acordo com a norma *EN 60529*

4.3 Inversor/Regulador de carga

O *SunnyIsland* 5048 é um equipamento que possui a capacidade de carregar as baterias, fazer a gestão de energia e interagir com inversores de potências superiores, que permitem captar mais energia e desta maneira diminuir o número de unidades produtoras.

A sua capacidade de receber a energia em AC e carregar as baterias em DC e vice-versa, ou seja, retirar energia DC das baterias e transforma-la em AC injetando-a na rede, permite-lhe operar como um inversor e regulador, sendo uma peça essencial no esquema de ligação *AC coupling*.

Este equipamento pode ser conectado em paralelo com outras duas unidades, funcionando numa configuração tipo *master-slave*. A Figura 14 representa o esquema de um *cluster* de 3 *SunnyIsland* em paralelo (identificados a amarelo) e um banco de baterias associado, perfazendo uma potência máxima de 15.000 W. Na configuração de *cluster* a corrente de saída é trifásica, de 21.7 A em cada linha.

O *software* e *hardware* interno permitem interagir com um vasto conjunto de equipamentos, podendo assumir o papel de equipamento principal que toma decisões em configuração *master*, ou que apoia e aumenta a capacidade e potência do sistema, em configuração *slave*. Todos os dados de processamento de energia, são armazenados em memória digital e transmitidos em tempo real para uma unidade de controlo e monitorização remota, o que permite agilizar toda a operação da CFH.

Possui um mecanismo de monitorização passiva (voltagem e frequência) e ativa (*Frequency Shift Power Control* - FSPP) *anti-islanding*. Quando se interrompe o fornecimento de energia devido a uma falha na rede de distribuição elétrica e o sistema FV continua a produzir/injetar energia na rede porque não consegue detetar a falha, ocorre o fenómeno *islanding*. Os mecanismos de proteção acima descritos, permitem uma monitorização constante e uma proteção localizada eficaz contra o fenómeno *islanding*, tornando-se tanto mais importante quando não existe um sistema de deteção centralizado para este tipo de falha.

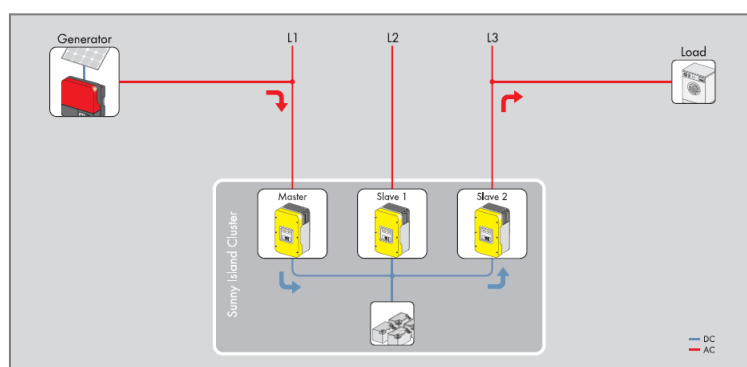


Figura 14 - Esquema de ligação em paralelo de 3 unidades *SunnyIsland*

A Tabela 11 resume as características do regulador escolhido:

SunnyIsland 5048

Potência contínua de saída em AC (@25°C)	5000	W
Corrente nominal de saída em AC	21.7	A
Corrente nominal de carga de baterias em DC	100 (máx. 120)	A
Tensão nominal de bateria DC	48	V
Intervalo de tensão de entrada em DC	41-63	Vdc
Tensão de entrada em AC	80-120	Vac
Tensão de saída em AC	230	Vac

Máxima potência de entrada AC	12.8	kW
Capacidade do banco de baterias	100 a 10 000	Ah

Tabela 11- Características do regulador

4.4 Banco de baterias

O banco de baterias vai ser controlado e gerido por unidades *SunnyIsland* tal como apresentado no capítulo anterior. Com base nas características de funcionamento destes aparelhos foram efetuados os cálculos para bancos de bateria por unidade, de forma a atingir a necessidade de energia no período noturno.

4.4.1 Análise e escolha de tecnologia

A escolha da bateria é um ponto fundamental, a nível técnico como da própria sustentabilidade financeira da central. Antes de se iniciar a análise do tipo de bateria a utilizar será necessário clarificar os dois tipos de aplicações para os sistemas de armazenamento quando integrados na rede.

O balanço entre a produção de energia e consumo pode ser efetuado de duas maneiras: i) descarga da energia armazenada no curto espaço de tempo (**aplicação de potência**) e ii) durante um longo período (**aplicação de energia**).

A aplicação de potência, é executada pelos geradores *backup*, uma vez que podem entrar em funcionamento numa questão de segundos a minutos; e, a aplicação de energia pelas baterias, que injetam energia na rede de forma controlada e adaptada à distribuição do consumo energético horário (segundo a distribuição estudada na curva de carga). Com base nesta distinção, os aspetos mais relevantes para o estudo das baterias relativamente aos geradores são a eficiência, densidade energética e tempo de vida.

Após a distinção do tipo de aplicação para as baterias é necessário realizar uma primeira análise das tecnologias existentes no mercado, tal como a definição dos critérios mais relevantes a abordar na avaliação. O seguinte quadro resume os critérios base para a análise:

Tecnologia	Eficiência (%)	Auto descarga (dia/%)	Densidade volumétrica de energia (Wh/l)	Ciclos	Temperatura de trabalho (°C)	Maturidade Tecnológica	Disponibilidade comercial
Ácido-Pb	70 a 90	3 a 15	50 a 80	500 a 4500	10 a 45	Madura	Global
NiCd	60 a 87	3	40 a 100	1500 a 3000	-40 a 60	Madura	Global
Ião de Lítio	85 a 100	3 a 15	200 a 400	1000 a 10 ⁴	-	Pequena potência	Global
NaS	75 a 92	0 a 0.05	150 a 250	>2500	270 a 350	Complexa	Global
NaNiCl	70 a 90	0.067	150 a 180	>2500	270 a 350	Disponível recentemente	Limitada
Va Redox	60 a 85	-	15 a 33	10 ⁴ a 13000	5 a 45	Em crescimento	Limitada
ZnBr	75 a 86	-	-	1500	-	Em	Limitada

Tabela 12- Critérios de seleção de bateria

O primeiro critério a considerar é a disponibilidade comercial. Em caso de necessidade de substituição de peças ou reparação avançada, os serviços comerciais disponíveis localmente podem colmatar estas situações, reduzindo custos com a importação tecnológica ou de recursos humanos (*know-how* específico).

Tomando em consideração o critério de disponibilidade comercial, quatro tecnologias cumprem os requisitos: ácido-Pb, NiCd, ião-lítio e NaS.

Passando para a maturidade tecnológica²⁵, no sistema de armazenamento de energia quanto mais acessível for a sua operação maior será a eficiência da mesma, pois os equipamentos a manobrar são de menor complexidade em termos tecnológicos e apresentam maior fiabilidade em caso de erro humano.

Dentro deste critério a tecnologia de armazenamento em ião-lítio é madura apenas para aplicações portáteis, tal como baterias de telemóveis, computadores, etc. tornando-a impossível de utilizar em aplicações de média ou larga escala.

O modelo de bateria NaS apresenta valores para a temperatura de operação na ordem dos 270 a 350 °C. Ainda que esta temperatura seja interna, demonstra que a complexidade de operação suplanta os restantes modelos. Este facto é confirmado a nível comercial, pois em termos de necessidade da acomodação deste tipo de baterias, só podem ser comercializadas unidades com mais de 500 kW de maneira a estabilizar todo o processo.

Com base nestas considerações, das quatro tecnologias possíveis de utilizar, duas tomam lugar de destaque: ácido-Pb e NiCd.

A comparação direta entre estas tecnologias não permite aferir de forma clara e inequívoca qual será melhor pois as características de operação apresentam valores dentro de gamas muito similares, desde a eficiência ao número de ciclos. Assim, será necessário analisar outros parâmetros que as permitam diferenciar de forma mais definitiva.

Considerando os custos com a manutenção das baterias e impactos ambientais, o tempo de vida das baterias obriga à sua substituição ao fim do seu período útil, tornando-se necessário descartar o equipamento usado por um novo. Este processo de substituição tem de ser planeado cuidadosamente de maneira a evitar impactos ambientais que daí possam advir.

As baterias de ácido-Pb são 95% recicláveis, sendo o chumbo o único elemento não reciclável de todo o conjunto de equipamentos e materiais. Por outro lado, as baterias de NiCd apresentam-se com graves desafios em termos de reciclagem, uma vez que o cádmio é um elemento altamente tóxico para a saúde humana, e caracterizado como cancerígeno.

Tendo em consideração o contexto do projeto, a probabilidade de armazenamento destes equipamentos fora de operação se prolongar, por longos períodos de tempo, é elevada. Este facto resulta dos custos logísticos associados ao envio dos equipamentos no final de vida para unidades de processamento especializadas em reciclagem de baterias. Assim, por forma a evitar problemas ambientais e humanos a longo prazo, o uso de baterias de NiCd é desaconselhado.

Considerando a disponibilidade comercial, maturidade tecnológica, critérios de operação e sustentabilidade ambiental, as baterias ácido-Pb constituem a melhor opção no presente contexto.

²⁵ Maturidade tecnológica aplica-se à robustez técnica que os equipamentos apresentam, tanto no processo de fabrico, normalização (acreditação comprovada e testada), flexibilidade de utilização/aplicações, ou seja, é previsível e de confiança a operação deste equipamento em todo o seu ciclo de vida.

4.4.2 Características da bateria (unidade individual)

As baterias de ácido-Pb são caracterizadas por dois parâmetros essenciais, o tipo de eletrólito (fluido ou gel) e a tecnologia de placas (planas ou tubulares) que utilizam. As baterias de ácido-chumbo são construídas em células individuais de 2V ou blocos, contendo até 6 células de 12 V podendo estes blocos serem estacionários ou não.

O tempo de vida das baterias é caracterizado pelos ciclos alternados de carga e descarga. Este processo não é totalmente reversível, pois a cada ciclo ocorre o fenómeno de sulfatação, resultando na perda de capacidade da bateria, que será tanto maior quanto maior a profundidade das descargas (PD). O tempo de vida, i.e. número de ciclos, será o principal critério de escolha para o tipo de bateria ácido-Pb a utilizar, tal como as condições de manutenção.

Tipos de eletródos

As baterias podem ter os eletródos construídos em placas planas ou tubulares e segundo o tipo de eletrólito, inundadas (VLA - *Vented Lead Acid*) ou seladas (VRLA - *Valvule Regulated Lead Acid batteries*). As últimas são a versão melhorada das baterias ácido-Pb inundadas (VLA), pelo que o seu tempo de vida útil é superior e não tem manutenção, pois não necessitam de repor o nível de eletrólito pela adição de água. As baterias tubulares podem ser do tipo OPzS (VLA) ou OPzV (VRLA), nas quais os eletródos de placas tubulares mitigam o fenómeno de sedimentação (degradação da matéria ativa), aumentando significativamente os ciclos de vida.

Segundo testes realizados de acordo com a norma IEC 60896-1 e IEEE 535-1986, os tempos de vida de baterias inundadas (VLA) de dois tipos de construção foram estudados:

Norma	Parâmetro	Placa plana	Placa tubular
IEEE 535-1986	Anos de vida útil @ 25°C	21.3	27.5
	Anos de vida útil @ 20°C	33	42.7
IEC 60896-1	Ciclos @ 80% PD	1200	1800
IEC 60896-1	2.23 V @ 62.8°C	425 dias	550 dias

Tabela 13- Testes de vida útil de baterias de placa plana e tubular

O tipo de aplicação desejável para o sistema de armazenamento, como mencionado no capítulo 4.4.1 é de energia.

Assim, pode-se concluir que dado o tipo de aplicação e de tempo de vida útil, as baterias de placa tubulares são a melhor escolha para desempenhar as funções pretendidas no sistema de armazenamento de energia.

Baterias de placas tubulares

Dentro da tecnologia de placas tubulares existem dois diferentes tipos baterias, OPzS (VLA) e OPzV (VRLA). Para efetuar uma nova comparação entre as baterias tubulares ácido-Pb inundadas (VLA) e seladas (VRLA), a Tabela 14 resume os critérios de teste:

Norma	Parâmetro	VLA	VRLA
IEEE 535-1986	Anos de vida útil @ 25°C	22.5	27.5

	Anos de vida útil @ 20°C	35	42.7
IEC 60896-1	Ciclos @ 80% PD	>1700	1800
IEC 60896-1	2.23 V @ 62.8°C	425 dias	550 dias

Tabela 14- Testes de vida útil de baterias de placa tubular VLA e VRLA

O tempo de vida é significativamente mais longo para a tecnologia VRLA. No entanto, para escolher o tipo de tecnologia mais adequado foi realizado um resumo das vantagens e desvantagens em termos de operação e manutenção, para as baterias seladas (VRLA):

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> Nenhum tipo de proteção contra ácido é necessário na sala que acomoda as baterias; Não é necessário interagir com ácido durante os testes de densidade; Problemas de contaminação por adição de água são evitados. 	<ul style="list-style-type: none"> Fugas de oxigénio através do pólo negativo; Falhas de funcionamento no polo negativo; Temperatura máxima de operação é 45°C; Testes de inspeção visuais e de densidade que permitem verificar o nível do eletrólito são dificultados, podendo ocorrer a acumulação de gases devido a sobrecargas (fenómeno de gasificação)

Uma das grandes desvantagens no tipo de bateria VRLA prende-se com as dificuldades em reconhecer-se eventuais problemas de capacidade energética e de segurança, podendo ocorrer situações de *stress* indetectadas pelos técnicos operadores dos bancos de baterias. Com base nestas conclusões, e de maneira a aumentar a segurança não só dos funcionários da CFH, como da própria bateria e equipamentos circundantes, a bateria escolhida será a OPzS (VLA). Ainda que o tempo de vida da bateria VRLA seja superior, é dada preferência à proteção holística do sistema.

4.4.3 Escolha do modelo de bateria

Na escolha do tipo de bateria OPzS é necessário considerar o período de descarga previsto. No mês de Agosto, o período sem radiação solar prolonga-se por 11 horas, sendo neste intervalo de tempo que os bancos de baterias entrarão em funcionamento, ou seja, em descarga de potência.

Além das características acima referidas, este modelo de bateria está desenhado conforme a norma DIN 40736 parte 1, que garante a compatibilidade entre a interconexão de sistemas existentes de baterias ou a possibilidade de expansão do banco a que pertence.

Esta bateria satisfaz, também, a norma IEC 60896-1, que regula a construção e testes de qualidade relativos a baterias ácido-Pb ventiladas do tipo estacionárias.

4.4.4 Capacidade do banco de baterias

Para calcular o banco de baterias necessário temos de obter a capacidade de armazenamento total em função da energia consumida no período noturno²⁶ (E_{noite}) considerando também o número de dias

²⁶ O sistema é AC coupling, logo a energia produzida durante o dia pode ser diretamente injetada na rede AC.

sem energia solar disponível no campo gerador FV, i.e. dias de autonomia sem sol (n), tal como a tensão nominal DC no banco de baterias (U_{DC}).

Capacidade útil do banco de baterias (C_u):

$$C_u = E_{noite} \times \frac{n}{U_{DC}} = 561.093,43 \times \frac{2}{48} = 23.378,9 \text{ Ah} \quad [12]$$

Considerando a profundidade de descarga (PD) máxima, a capacidade nominal total do banco de baterias é:

$$C_n = \frac{C_u}{PD} = \frac{23.378,9}{0.5} = 46.757,8 \text{ Ah} \quad [13]$$

4.4.5 Capacidade por unidade de bateria

Para selecionar a bateria é necessário analisar os limites de corrente DC de entrada no regulador provenientes da bateria (consultado na Tabela 11- Características do regulador

). Estes tomam o valor de carga de 100 A ($I_{n,reg}$) com o máximo de 120 A.

Outro parâmetro a considerar é o período noturno de operação da CFH de 11 horas, que pode ser consultado na curva de carga, que define o tempo de descarga que as baterias terão que responder.

4.4.6 Número de baterias por cluster de reguladores de carga

Em série ($N_{S,bat}$):

A tensão escolhida para o banco de baterias (U_{DC}) tem em consideração o máximo de energia possível de extrair do *cluster*. Este valor pode ser de 12, 24 ou 48V, tal como a tensão da bateria pode ser de 2, 4, 6, 12, 24 ou 48V dependendo do tipo de aplicação desejada. No caso em estudo, a tensão do banco de baterias de 48V permite agrupar um maior número de vasos de baterias de 2V (baterias como maior densidade energética), sendo este aumento de vasos diretamente proporcional ao volume de eletrólito disponível e assim de energia armazenada.

$$N_{S,bat} = \frac{U_{DC}}{U_{bat}} = \frac{48}{2} = 24 \quad [14]$$

Em paralelo ($N_{P,bat}$):

O número de baterias em paralelo deve ser o menor possível e dimensionado de forma a aumentar o rendimento dos *clusters*. Assim, para garantir o mínimo de fileiras mantendo o rendimento dos reguladores o máximo possível, a bateria tem de descarregar uma corrente (I_{bat}) tão próxima quanto possível da corrente nominal de entrada no regulador:

$$I_{bat} \approx I_{n,reg}$$

Para o cálculo da potência por *cluster*, a corrente de saída nas baterias será dividida pelos três reguladores de carga, logo a condição em cima, na realidade terá que ser:

$$I_{bat} \approx 3 \times I_{n,reg} = 3 \times 100 = 300 A \quad [15]$$

Consultando as especificações técnicas do modelo de baterias OPzS *Solar Series*, nenhum valor tabelado corresponde ao período de descarga (11 horas). Assim, será necessário balizar o valor da corrente de descarga ($I_{n,11}$) pretendido - 11 horas (t); com os valores que o fornecedor apresenta para a capacidade da bateria (C_n) para 10 e 12 horas de descarregamento:

$$I_{n,10} = \frac{C_{10}}{t} \quad I_{n,12} = \frac{C_{12}}{t} \quad [16] [17]$$

O valor considerado como aceitável para o dimensionamento do campo de baterias deve contemplar o funcionamento das baterias o mais próximo possível das especificações técnicas, pois estes são os valores de referência. Neste caso, o valor a considerar será a média no intervalo de tempo entre 10 e 12 horas de descarga, correspondente a:

$$I_{n,11} = \frac{I_{n,10} + I_{n,12}}{2} \quad [18]$$

Com a corrente de descarga da bateria para um período de 11 horas é calculada a máxima potência gerada por *cluster* de reguladores de carga ($P_{cluster,total}$), pois este valor limita as configurações possíveis para o banco de baterias associado:

$$P_{cluster,total} = I_{n,11} \times U_{DC} \quad [19]$$

No entanto o banco de baterias está conectado a 3 reguladores de carga ligados em paralelo, logo a potência total será repartida, pois a corrente assim o obriga, por cada regulador ($P_{cluster,unidade}$):

$$P_{cluster,unidade} = I_{n,reg} \times U_{DC} = \left(\frac{I_{n,11}}{3} \right) \times U_{DC} \quad [20]$$

em que $I_{n,reg}$ (A) é a corrente nominal de entrada no regulador. Com base nestes valores foi construída a Tabela 15- Resumo de análise de corrente de descarga que resume a análise efetuada aos modelos da bateria OPzS Solar disponíveis no mercado:

Modelo	C_{10}	C_{12}	C_{11}	$I_{n,10}$	$I_{n,12}$	$I_{n,11}$	$P_{cluster,total}$	$P_{cluster,unidade}$
1410	1009	1024	1016	100,9	85,33	93,12	4469,6	1489,87
1650	1174	1190	1182	117,4	99,17	108,28	5197,6	1732,53
1990	1411	1430	1420	141,1	119,17	130,13	6246,4	2082,13
2350	1751	1770	1760	175,1	147,50	161,30	7742,4	2580,80
2500	1854	1875	1864	185,4	156,25	170,83	8199,6	2733,20

3100	2318	2343	2330	231,8	195,25	213,53	10249,2	3416,40
3350	2524	2550	2537	252,4	212,50	232,45	11157,6	3719,20
3850	2884	2915	2899	288,4	242,92	265,66	12751,6	4250,53
4100	3090	3125	3108	309	260,42	284,71	13666	4555,33
4600	3451	3490	3471	345,1	290,83	317,97	15262,4	5087,47

Tabela 15- Resumo de análise de corrente de descarga

Analizando os valores de potência por unidade de regulador, os modelos com correntes de descarga menor atingem potências menores, sendo que estas podem ser conectadas em múltiplas fileiras, ou seja em paralelo, de maneira a conseguirmos obter um maior valor para a corrente de saída. No entanto, esta prática não é aconselhada, pois obriga a instalação de equipamentos adicionais de controlo e gestão de energia pelos bancos, o que complexifica a sua manutenção e operacionalidade.

Pela a análise da Tabela 15, os modelos 4100 e 4600 cumprem a condição definida em [15], pois as suas corrente de descarga a 11 horas são de 284 e 317 A, respetivamente, ou seja, as que mais se aproximam do valor pretendido.

Os valores assinalados a verde, correspondem ao valor de potência do regulador de carga e do total de 3 reguladores de carga que constituem um *cluster*. Como o valor de potência nominal do regulador de carga è 5.000 W, conclui-se que estes equipamentos associados a bancos de baterias com correntes de descarga a 11 horas, 284 e 317 A, funcionam na máxima eficiência.

No entanto em condições reais de funcionamento é expectável que os valores atingidos para correntes de descarga sejam superiores, uma vez que a capacidade da bateria aumenta proporcionalmente com a temperatura. De maneira a evitar subidas de temperatura causadas pela sobrecarga da bateria e instabilidade dos equipamentos, a escolha do modelo recaí sobre o modelo OPzS 4100.

OPzS SOLAR 4100

Cn @ 120 horas (nominal)	4100	Ah
Cn @ 10 horas	3090	Ah
Cn @ 12 horas	3125	Ah
Iout @ 10 horas	309	A
Iout @ 12 horas	260	A
U _{bat}	2	V
U _{DC}	48	V
Corrente de Curto-Circuito	17.800	A
Noites de autonomia (n) ²⁷	2	-
Profundidade de descarga (PD)	70	%

Tabela 16- Características da bateria

Com este modelo garantimos a máxima corrente de entrada em cada regulador, aumentando o seu rendimento e garantimos uma única fileira de baterias:

$$N_{p,bat} = 1$$

²⁷ Inicialmente o projeto contemplava o armazenamento de energia para dois dias, mas devido a restrições orçamentais, este valor teve de ser recalculado e alterado de maneria a não inviabilizar a execução da central hibrida fotovoltaica.

Número total de baterias por *cluster* (N_{bat}):

$$N_{bat} = N_{S,bat} \times N_{P,bat} = 24 \quad [21]$$

4.4.7 Número de banco de baterias e reguladores

Cada fornecedor trabalha com tipos de materiais e modelos diferentes podendo alterar o número de baterias necessárias. Considerando o modelo de bateria escolhido 4100 Ah @ C_{11} (assinalado na Tabela 15 a verde) e todos os pressupostos de base, o total de bancos de baterias tem de satisfazer a capacidade nominal de grupo calculada, assim vem:

$$N_{P,bat} = \frac{C_n}{C_{11}} = \frac{46.757,8}{3108} = 16 \quad [22]$$

$$N_{bat,total} = N_{P,bat} \times N_{bat} = 16 \times 24 = 384 \quad [23]$$

Deste resultado calcula-se o número de reguladores necessários para o total de bancos de baterias:

$$N_{reg} = n^{\circ} \text{ de bancos de baterias} \times n^{\circ} \text{ de reguladores por cluster} = 16 \times 3 = 48 \quad [24]$$

4.5 Campo gerador fotovoltaico

4.5.1 Número de painéis por inversor

Para calcular o número de módulos em série utilizou-se o valor de tensão nominal do inversor, 350 V. No entanto, o inversor tem como máximo para a tensão de entrada em DC de 700 V e uma gama rastreamento do MPP de 333 até 500 V. Assim, considera-se uma voltagem maior que a nominal (350 V) e menor que a tensão máxima de rastreamento do MPP (500 V), de maneira a aumentar a produção de energia. O valor escolhido de U_{inv} é 425 V, pois de acordo com a informação disponibilizada pelo fabricante, a eficiência de operação não sofre uma redução significativa a funcionar nesta tensão, como pode ser verificado na Figura 15.

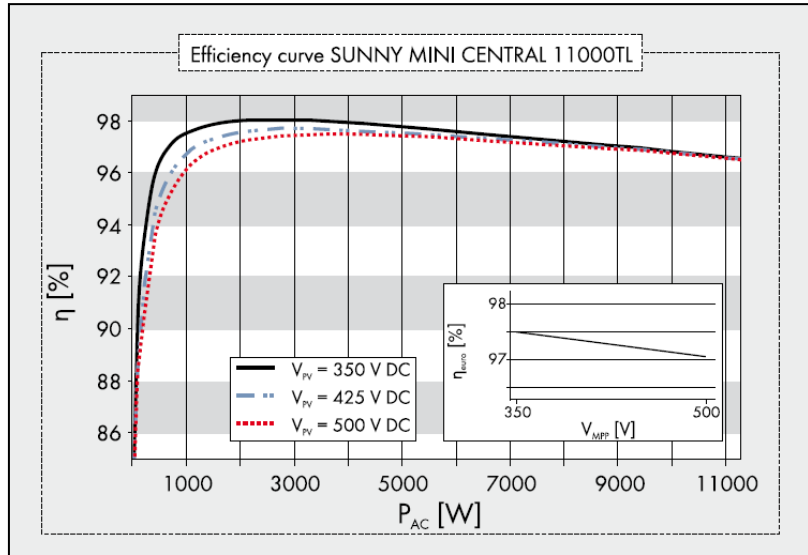


Figura 15 - Curva de eficiência do inversor SMC 11000 TL

Número de módulos em série (N_S):

$$N_S = \frac{U_{inv}}{U_{VOC,Tmax}} = \frac{425}{58.6} = 7.3 \approx 8 \quad [25]$$

Número de módulos em paralelo (N_P):

A potência máxima do módulo (P_{Tmax}) incorpora as perdas causada por temperatura de funcionamento a 41°C (consultar capítulo 4.1.1 Perdas temperatura, para mais informação sobre o cálculo de perdas):

$$N_P = \frac{P_{inv}}{N_S \times P_{Tmax}} = \frac{11\,000}{8 \times 231,2} = 5.9 \approx 6 \quad [26]$$

O cálculo do número de módulos em paralelo tem de ser corrigido, tendo em consideração a corrente de curto-circuito dos módulos (6.46 A) e a máxima corrente de entrada no inversor (34 A). Para tal calculamos a corrente total de entrada no inversor:

$$I_{inv,in} = N_P \times I_{SC,STC} = 6 \times 6.46 = 38.76 \text{ A} \quad [27]$$

Como o inversor tem uma corrente máxima de entrada 34 A e a corrente calculada $I_{inv,in}$ ultrapassa em aproximadamente 5 A o limite estabelecido pelo fabricante, existe elevado risco de interromper a produção de energia demasiadas vezes por disparo dos dispositivos de proteção (tanto dos fusíveis de *string*, como do próprio inversor que tem uma proteção máxima de corte de corrente 34 A). Para evitar estas interrupções de serviço, e proteger o próprio equipamento em caso de avaria de algum elemento de proteção, temos de reduzir o número de *strings*, ou seja:

$$N_P \neq 6 = 5 \quad [28]$$

Assim, a corrente do campo gerador fotovoltaico em curto-circuito (corrente máxima de geração) é:

$$I_{inv,SC} = N_P \times I_{SC,STC} = 5 \times 6.46 = 32.3 \text{ A} < 34 \text{ A} \quad [29]$$

No entanto o inversor funcionará com a corrente nominal do campo gerador fotovoltaico (I_n) de:

$$I_n = I_{MPP} \times N_P = 6.09 \times 5 = 30.45 \text{ A} \quad [30]$$

Conhecendo o número de módulos em paralelo (i.e. fileiras) torna-se possível analisar a necessidade de proteção contra corrente inversa. Este tipo de corrente ocorre quando se estabelece um curto-circuito em algum ponto do sistema. A diferença de voltagem entre a fileira onde ocorre a falha e as restantes, resulta na circulação da corrente das fileiras operacionais para aquela onde se situa o curto-circuito. Esta falha pode ser fatal e danificar o módulo pelo aumento da temperatura.

De maneira a evitar esta situação temos de ter em consideração a capacidade do painel em receber corrente inversa (I_{RM}) que se situa no limite de 16.2 A para 3 fileiras. O limite para o qual é necessário proteção contra corrente inversa é:

$$\begin{aligned} 1.35 I_{RM} &< (N_S - 1) I_{SC,STC} \\ 1.35 \times 16.2 &< (5 - 1) \times 6.46 \\ 21.87 &< 25.84 \text{ A} \end{aligned} \quad [31]$$

Como o limite da corrente inversa do módulo é menor à estabelecida no ponto de curto-circuito pelas restantes fileiras será necessário incluir equipamento de proteção contra corrente inversa, neste caso díodos de bloqueio.

Os díodos de bloqueio devem ser colocados em série com as fileiras, e devem ter no mínimo, uma tensão de bloqueio²⁸ que seja o dobro da tensão em circuito aberto da fileira:

$$2 \times U_{VOC,STC} \times N_P = 2 \times 65.3 \times 8 = 1782.4 \text{ V} \quad [32]$$

Número de painéis fotovoltaicos total por unidade de inversor ($N_{paineis,inv}$):

$$N_{paineis,inv} = N_P \times N_S = 5 \times 8 = 40 \quad [33]$$

Número de inversores:

O número de inversores necessário para atingirmos a potência de produção desejada 426.4 kW, será limitado pela potência que cada unidade individual consegue produzir.

²⁸ Segundo a norma IEC 60364-7-712

$$N_{inv} = \frac{P_{Pico}}{P_{inv}} = \frac{426.4 \text{ kW}}{11 \text{ kW}} = 39 \sim 40 \quad [34]$$

O número total de inversores corresponde a uma potência total instalada dos módulos em condições STC de:

$$P_{Pico,STC} = N_{inv} \times N_{painéis,inv} \times P_{STC} = 40 \times 40 \times 333 = 532.800 \text{ W} = 532.8 \text{ kW}_{p,STC} \quad [35]$$

4.6 Dimensionamento de unidades MultiCluster

A SMA possui equipamentos de combinação e gestão de todas as ligações entre os componentes do sistema de geração elétrica. Estes permitem interações de forma eficiente e segura entre os reguladores e inversores, facilitando a manutenção de todos estes componentes e aumentando a simplicidade de monitorização dos equipamentos de segurança, visto integrar circuitos de proteção tal como disjuntores, descarregadores de sobretensão e interruptores de corte.

A Figura 16, representa um esquema multifilar simplificado, focando a unidade MultiCluster ao centro, ligada com os elementos de produção e armazenamento (inversores, geradores e baterias), tal como a rede de distribuição AC:

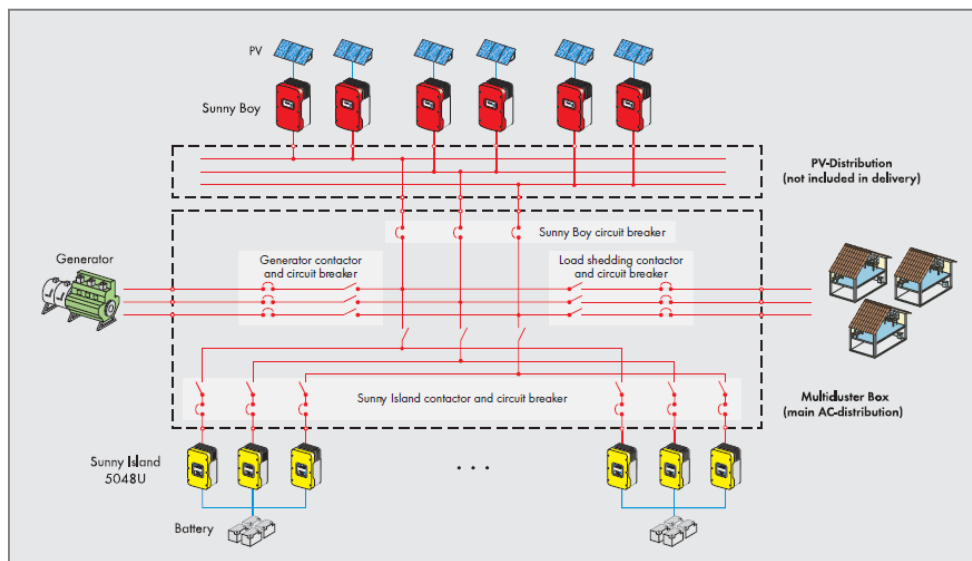


Figura 16 - Esquema de ligação de *MultiCluster*

Como foi referido no início do capítulo, estes equipamentos não podem ser ligados em paralelo sendo necessário dividir o consumo total por áreas e desta maneira analisar qual o melhor modelo que se adequa às necessidades de consumo.

Tendo como base o estudo técnico elaborado para o desenho da rede elétrica de Bambadinca, foi quantificado o consumo em cada área e agrupados por zonas de forma a descriminar o mesmo. A Figura 17 mostra a divisão por áreas e zonas:

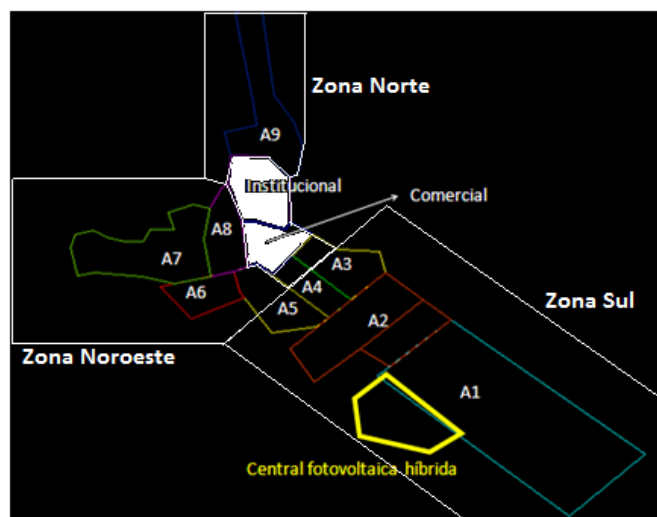


Figura 17 - Divisão por áreas e zonas de consumo de Bambadinca

A seguinte Tabela 17 mostram o consumo de potência detalhado por área e zona:

Área	Corrente de Serviço [A]	Potência (kVA)	Zona	S p/ transformador [kVA]	Áreas Abrangidas
1	59,30	41,08	Sul	200	1, 2, 3*, 4* e 5*
2	73,19	50,70			
3	51,20	35,47			
4	32,10	22,24			
5	31,96	22,14			
6	25,64	17,77	Noroeste	100	5*, 6, 7, 8
7	61,97	42,93			
8	38,12	26,41			
9	53,45	37,03	Norte	100	Inst., Comer., 3*, 4*, 9
Institucional	9,75	7,51			
Comercial	52,39	36,30			
Total	489,06	339,59	Total	400	

***Nota:** As áreas institucional, comercial, 1, 2, 3, 4 e 5 tem a rede de distribuição elétrica partilhada, sendo o consumo dividido entre as diferentes zonas.

Tabela 17- Resumo de consumo de potência por área e zona

O consumo agrupa-se por 3 zonas. As zonas norte e noroeste, são alimentadas por uma linha de média tensão, daí a necessidade de utilização de transformadores. A zona sul não necessita de transformador, pois é alimentada por baixa-tensão, sendo que neste caso o transformador representa o consumo desta zona.

Estas 3 zonas são alimentadas pela CFH, no entanto, como cada zona tem um conjunto diferente de equipamentos para gerar energia que nunca se cruzam, foi decidido identificar cada uma como Grupo Gerador de Energia (GGE). O diagrama abaixo representa a esquematização da CFH e dos seus GGE:

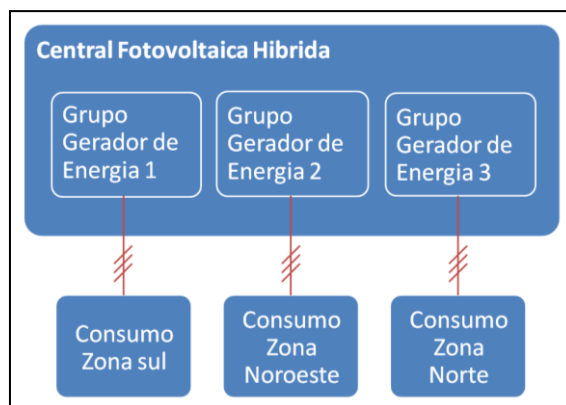


Figura 18 - Esquema da CFH e GGE

Através da caracterização do consumo é selecionado o modelo de *MultiCluster* (MC) que melhor se adapta a cada zona. Resumo de características dos modelos MC:

Modelo de MultiCluster	Box6	Box12	Box 36
Número de fases	3	3	3
Voltagem (V)	230/400	230/400	230/400
Frequência (Hz)	50	50	50
Conexões SunnyIsland 5048			
Número de equipamentos	6	12	36
Potência de saída (kW)	Até 55	Até 110	Até 300
Iout, Corrente saída (A)	3 x 80	3 x 160	3 x 450
Conexões para PV			
Potência de entrada (kW)	Até 55	Até 110	Até 300
Corrente de entrada (A)	3 x 80	3 x 160	3 x 450

Figura 19 - Características técnicas das unidades MultiCluster

Para analisar a escolha dos modelos será necessário considerar o número de inversores, reguladores e bancos de bateria a atribuir a cada GGE. Desta maneira temos de ponderar o peso relativo do consumo e produção energética para as zonas em questão, através da Tabela 17.

Em seguida apresenta-se um quadro resumo da análise de distribuição de equipamentos por GGE consoante a sua relevância no total de consumo e produção:

Equipamento	Total de equipamentos	Zona	GGE	Peso energético (%)	Equipamento por zona
Inversores (I)	40	Sul	1	50	I = 20, R = 24, B = 8
Reguladores (R)	48	Noroeste	2	25	I = 10, R = 11, B = 4
Bancos de Baterias (BB)	16	Norte	3	25	I = 10, R = 11, B = 4

Tabela 18- Quadro resumo de equipamentos por zona

Resumo do dimensionamento das unidades MC

A seguinte Tabela 19 sumariza todos os acertos efetuados nas unidades MC de maneira a cumprir com os requisitos de funcionamento estabelecidos:

Equipamentos	GGE_1	GGE_2	GGE_3	Total
Inversores	20	10	10	40
Reguladores	24	11	11	48
Nº de bancos de baterias	8	4	4	16
MultiCluster	Mod. 36	Mod. 36	Mod. 36	3
Gerador ²⁹ (kVA)	200	100	100	400
Produção fotovoltaica (kWp)	266.4	133.2	133.2	532.8
Energia armazenada (Ah)	23.379	11.690	11.690	46.758

Tabela 19- Resumo de equipamentos por unidade MC

Para o limite superior de potência fotovoltaica instalada no GGE_1, 266.4 kW, é atribuído o modelo MultiCluster Box36, uma vez que este tem como limite 300 kW. O número de reguladores de carga calculado é 24 o que está dentro do limite máximo aceite de 36 unidades. Outro parâmetro que é necessário verificar é a potência máxima de entrada no regulador de carga *SunnyIsland* 5048, de 12.8 kW. No caso referido temos uma potência fotovoltaica por regulador de carga:

$$\frac{\text{Produção fotovoltaica}}{\text{nº de reguladores de carga}} = \frac{266.4}{24} = 11.1 \text{ kW} > 12.8 \text{ kW (limite máximo)} \quad [36]$$

O modelo indicado para a configuração de equipamentos MC_1 é o MultiCluster Box 36.

Para as unidades GGE_2 e 3, temos 133.2 kW de produção, sendo este limite apenas aceite no modelo Box36. O número de reguladores calculado é 11, portanto tanto pode ser adaptado ao modelo Box36 como o 12. Enquanto para a potência máxima de entrada no regulador temos:

$$\frac{132}{9} = 12.1 \text{ kW} > 12.8 \text{ kW (limite máximo)} \quad [37]$$

Esta condição é, também, satisfeita pelo modelo de *MultiCluster* escolhido.

4.7 Considerações não-técnicas do dimensionamento

As seguintes considerações foram tomados para a escolha da disposição do sistema:

- Incerteza associada à **taxa de adesão**: se a adesão não for tão rápida como previsto a produção de energia será excessiva e desperdiçada, baixando a eficiência de operação da central e a recuperação de custos;
- Aumento do **custo do projeto**: o dimensionamento dos equipamentos para um consumo elevado (relativamente ao do primeiro ano de exploração) faz com que o rendimento diminua. Estes são projetados para uma gama ótima de funcionamento que se não for atingida poderá levar ao sub-desempenho.

²⁹ Consultar capítulo 4.9 para análise detalhada dos geradores

- iii. Pode existir um grande **número de painéis desativados ou em funcionamento parcial**, pois a energia requerida pela rede nos primeiros anos ainda está longe da potência ao fim de 10 anos. Este período de funcionamento intermitente pode ser de um ano a vários, o que incrementa a taxa de desvalorização normal destes equipamentos.

Tendo em conta estas considerações, no que refere escolha do número de módulos fotovoltaicos e a evolução do sistema ao longo dos 10 anos, uma hipótese considerada para diminuir as perdas e aumentar a rentabilidade é dividir o campo gerador (total dos módulos fotovoltaicos) em subsistemas de menores dimensões e energia produzida.

O crescimento de consumo e adesão à rede podem ser graduais, variáveis ou imprevisíveis. Esta divisão permite um melhor controlo sobre a geração de energia, permitindo injetar diretamente na rede quando necessário e carregar as baterias de forma independente.

O sistema com um inversor central fica sujeito a grandes perdas de rendimento, pois está a trabalhar abaixo da gama ótima de funcionamento nos primeiros anos de exploração. Ao subdividir o sistema em unidades de produção energéticas mais baixas, é possível fazer a rotação da sua utilização e permitir a ligação gradual de mais consumidores sem consequências no desempenho de funcionamento.

Em termos de manutenção torna-se mais fácil de reparar e gerir o sistema, dado que o controlo sobre unidades mais pequenas de produção permite ligar ou desligar sem prejudicar a operação dos restantes.

4.8 Área da central

A análise de parâmetros mínimos de fixação dos módulos é fundamental de maneira a evitar perdas pelos vários tipos de sombreamento que podem ocorrer sobre o campo gerador de energia.

Tendo em consideração a área de coberto vegetal circundante ao sistema e a fauna aérea que é possível encontrar perto desta zona, a probabilidade de ocorrerem depósitos de folhas e sujidades provenientes das aves (nidificação e dejetos) nos painéis é alta. Com o objetivo de diminuir estas ocorrências, os painéis devem ser colocados num angulo mínimo de inclinação 12°, para garantir auto-limpeza.

Outro tipo de sombreamento que pode ocorrer deriva da localização do sistema. Como não houve possibilidade de realizar uma análise de sombras no local de instalação, não é possível prever com precisão qual será o impacto deste fator no sistema. Excluindo considerações sobre fatores de conflito social com os proprietários dos terrenos, para mitigar perdas que derivem da localização é aconselhado a desmatção parcial dos terrenos adjacentes, tendo em consideração que não existem edifícios de altura suficiente para produzir sombreamento.

Utilizando as dimensões do modelo de painel fotovoltaico escolhido, é calculada a distância relativa entre as filas de módulos, d , de maneira a reduzir ao máximo o sombreamento simultâneo entre estes, segundo a fórmula:

$$d = \frac{\text{largura do módulo} \times (180^\circ - \beta - \gamma)}{\sin \gamma} \quad [38]$$

onde β é a inclinação em graus (°) do painel e γ é o angulo da altitude solar (°). Como temos um ângulo ótimo de inclinação 15°, superior ao mínimo aconselhável para diminuir a concentração de depósitos de sujidade no painel, e a largura do painel é um dado disponibilizado pelo fabricante, é necessário obter, apenas, a altitude solar. Consultando a base de dados da US Navy³⁰ obteve-se uma

³⁰ <http://aa.usno.navy.mil/data/docs/AltAz.php>; Data de acesso: 26/04/2013

lista de altitudes solares detalhadas para o local pretendido (coordenadas indicadas no capítulo 2.2) ao longo do ano.

Com base na análise das altitudes solares no primeiro dia em todos os meses do ano, conclui-se que o mês de Janeiro apresenta o menor ângulo de altitude solar, 56.5°, nas horas de maior radiação entre as 12 e 14.

Com base nestes dados é calculada a distância mínima entre fileiras e atendendo ao número de *strings*, efetua-se uma estimativa da área necessária por campo gerador associado a um inversor. Área total do campo gerador em função da distância entre os módulos ($A(d)_{CG}$) :

$$A(d)_{CG} = \text{Larg. do Campo Gerador} \times \text{Comp. do Campo Gerador} \times n^{\circ} \text{ Inversores}$$

$$A(d)_{CG} = (N_P \times L_m + d \times (N_S - 1)) \times (N_S \times C_m) \times 45$$

$$A(d)_{CG} = (5 \times 1.559 + d \times (5 - 1)) \times (8 \times 1.045) \times 45 \quad [39]$$

onde L_m é a largura do módulo; C_m o comprimento do módulo; N_P o número de painéis em paralelo; N_S o número de painéis em série.

Outro termo importante para avaliar a área ocupada pelo campo gerador é o fator de utilização, definido pelo rácio entre a largura do painel e a distância de fileiras. O que nos indica é o peso relativo de ocupação efetiva dos painéis no total de área necessária, sendo que este fator próximo de zero representa a inexistência de sombra mútua nos painéis e perto de um representa um sombreamento.

$$F = \frac{1.559}{d} \quad [40]$$

A Tabela 20 resume a análise de área ocupada pelo campo gerador:

Altitude Solar (°)	Distância entre fileiras (m)	Área total do campo gerador (m ²)	Fator de utilização
2	13.06	22.650,87	0.12
3	9.21	16.832,49	0.17
4	7.28	13.921,53	0.21
6	5.34	11.007,01	0.29
8	4.38	9.546,20	0.36
10	3.79	8.666,65	0,41
20	2.61	6.886,47	0,60

Tabela 20- Análise de Sombreamentos

A área total disponibilizada para execução de obras é 21.471 m², sendo suficiente para o valor máximo de distância entre fileiras, 9.21 m, em que a área de ocupação do campo gerador corresponde a 16.832,49 m².

Ainda que seja possível efetuar a instalação com este parâmetro, distâncias entre fileiras de 9 m, resultam no aumento das perdas na cablagem tal como o custo da sua instalação. A partir de fatores de utilização inferiores a 35%, a produção de energia não é afetada significativamente. Assim de maneira a reduzir custos e perdas e mantendo uma distância aceitável, tanto em termos de redução de sombreamento, como de manobra para manutenção do campo gerador, o valor 5.34 m será considerado a distância entre fileiras a cumprir. Neste caso, a área de ocupação do campo gerador é de cerca de 11000m².

4.9 Geradores de *backup*

Como a potência de pico no consumo é 163 kW, a potência a injetar pelos geradores tem de considerar as perdas de cablagem (5%) e na rede de distribuição (8%) sendo:

$$\frac{\text{Potência de pico}}{(\text{perdas de cabos} \times \text{perdas de D\&T})} = \frac{163}{((1-0.05) \times (1-0.08))} = 186 \text{ kW} \sim 200 \text{ kW} \quad [41]$$

Com 200 kW de potência a injetar na rede temos de adquirir um, ou mais, gerador de 250 kVA³¹ de modo a colmatar as eventuais falhas no fornecimento de energia elétrica por parte do campo gerador fotovoltaico/banco de baterias. São considerados 2 geradores de modo a aumentar a fiabilidade do abastecimento de energia elétrica à rede, tal como a gestão económica e financeira do sistema, pois este esquema garante que no caso de um gerador estar em manutenção não haja interrupções no funcionamento do serviço de energia.

Assim, como temos dois *MultiClusters* a funcionar em paralelo e estas unidades podem receber geradores, a solução será limitada à potência dos equipamentos que estes podem receber. Como o MC 12 pode receber um gerador até 110 kW e o MC 36 poder receber um gerador até 300 kW, atendo à máxima potência a disponibilizar para a rede de 186 kW, a escolha será:

- um gerador de 100 kW (que servirá para *peak shaving*) e;
- um gerador de 200 kW (como *backup* do total de potência necessária)

	1/4 Potência	1/2 Potência	3/4 Potência	Total Potência
Potência do Gerador (kW)	Consumo de diesel (l/hora)			
100	9,84	15,52	21,96	28,01
200	17,79	29,15	41,64	54,51
300	25,74	42,78	60,95	81,39
	Custo por hora de funcionamento (FCFA/hora)			
100	7332,34	11562,54	16356,76	20868,98
200	13254,62	21715,01	31021,45	40609,90

Tabela 21- Análise técnica e económica de geradores

4.10 Medidas de Proteção

Neste capítulo serão abordados um conjunto de parâmetros necessários para garantir a proteção da CFH tal como a segurança das pessoas envolvidas na sua operação e manutenção diária e outras pessoas. Para tal quatro parâmetros de proteção são abordados: i) choques elétricos - contacto direto e indireto; ii) efeitos térmicos - incêndios e sobreaquecimentos; iii) sobreintensidades - correntes de curto-circuito e sobrecarga no lado DC; iv) desequilíbrios de tensão - abaixamento e sobretensão.

Seguindo as boas práticas de dimensionamento de sistemas elétricos, as normas internacionais são utilizadas obrigatoriamente na elaboração do estudo técnico da CFH, escolha de

³¹ http://www.dieselserviceandsupply.com/Power_Calculator.aspx; Data de acesso: 26/04/2013

materiais/equipamentos, fase de construção, ensaios, entrada em funcionamento e após a conclusão das fases de execução da obra, na operação e manutenção.

O documento "Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão" foi construído com base na documentação de harmonização relevantes do TC 64 do Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica (CENELEC) e da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) e utilizando os termos contidos no Vocabulário Eletrotécnico Internacional (VEI). Este documento compila todo o material, de excelência técnica comprovada, necessário para o correto dimensionamento e estudo dos componentes de proteção para a CFH. O processo de regulamentação para a lei portuguesa começou no Decreto-Lei n.º 58/2000, de 18 de Abril, que transpõe para a ordem jurídica nacional a Diretiva n.º 98/34/CE, de 22 de Junho, sendo o documento aprovado na Portaria n.º. 949-A/2006, de 11 de Setembro.

Com base nos critérios: i) qualidade e precisão do conteúdo técnico; ii) acreditação reconhecida por órgãos de regulamentação internacionais; e, iii) adoção nacional e internacional; foi escolhido o documento "Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão" como referência para as medidas de proteção e segurança a adotar durante todo o desenvolvimento do projeto, desde a fase de estudo até à sua conclusão.

4.10.1 Choques elétricos -contacto direto e indireto

As medidas de proteção são estipuladas na norma IEC 60364-4-41, que descreve os tipos de choques que podem ocorrer aquando do uso de instalações elétricas e as medidas a adotar para anular e mitigar estas situações de defeito.

Medidas de proteção contra contactos diretos

Existem perigos resultantes do contato direto de pessoas ou animais com as partes ativas³² dos materiais ou aparelhos elétricos. As principais medidas de proteção ativa são de carácter preventivo e essenciais para garantir a segurança das pessoas e instalações elétricas. As principais medidas são:

- i. Proteção por isolamento que apenas possa ser retirado por destruição das partes ativas;
- ii. Proteção por meio de barreiras ou de invólucros. As partes ativas devem ser colocadas dentro de invólucros ou protegidas por barreiras que tenham, pelo menos, um código IP2X³³. As superfícies sobre as quais circulam normalmente pessoas, tais como pisos e passadeiras colocados por cima de partes ativas, ou dos invólucros horizontais que sejam facilmente acessíveis devem ter um código IP não inferior a IP4X;
- iii. As barreiras e os invólucros devem ser fixados de forma segura e com durabilidade suficiente para manter os códigos IP exigidos tal como permitirem uma separação segura das partes ativas, tomando em consideração as condições de influências externas;
- iv. Proteção por meio de obstáculos que impeçam a aproximação física, não intencional, às partes ativas e o contacto não intencional durante intervenções nos equipamentos em tensão, durante a exploração;

Proteção por colocação fora do alcance, entre partes acessíveis que se encontrem a potenciais diferentes não devem se situar no interior do volume com acessibilidade, quando o espaço de circulação for limitado (tanto em comprimento vertical como horizontal), com objetos de grande comprimento ou volume.

³² Condutor ou parte condutora destinada a estar em tensão em serviço normal, incluindo o condutor neutro.

³³ A letra adicional X, tem o significado indicado na Norma NP EN 60529.

Medidas de proteção contra contactos indiretos

Proteção de pessoas ou animais contra riscos a que podem ficar sujeitas em resultados das massas ficarem acidentalmente sob tensão. Existem dois tipos de medidas, as preventivas e ativas.

As medidas preventivas têm como objetivo eliminar o perigo do contacto com as massas através de disposições dos circuitos elétricos e parâmetros construtivos específicos dos materiais a utilizar. Sendo a sua aplicação direta em partes específicas do sistema. As medidas de maior relevância para a CFH são:

- i. Materiais com classe II de duplo isolamento ou por isolamento equivalente;
- ii. Proteção por separação elétrica, por isolamento de cablagem, equipamentos de seccionamento e controlo;
- iii. Ligar os elementos condutores³⁴ a uma ligação equipotencial principal, ou caso seja necessário a uma ligação equipotencial suplementar;
- iv. Dispositivos de separação automática da alimentação do circuito quando surgir um defeito entre uma parte ativa e uma massa (disjuntores diferenciais);

Os dois últimos parâmetros de proteção só podem ser definidos após a escolha do esquema de ligação à terra que será utilizado na CFH. Este esquema é definido no próximo subcapítulo.

Esquema de ligação à terra

A escolha do esquema de ligação à terra (também conhecido como regime de neutro) reveste-se de uma importância fundamental, já que esta configuração define o tipo de equipamentos de proteção que podem ser utilizados tanto no sistema de geração de energia tal como, e principalmente, nas instalações elétricas dos clientes. Este tem como finalidade proteger equipamentos e pessoas contra os perigos que as instalações elétricas podem apresentar, nomeadamente contra contactos diretos e indiretos, que resultam do contacto com massas³⁵ que acidentalmente estão sob tensão.

Conforme as Regras Técnicas de Instalações em Baixa Tensão (RTIEBT), quando as instalações elétricas são alimentadas por uma rede de distribuição de baixa tensão, é geralmente utilizado o esquema TT³⁶.

O esquema de ligação à terra em baixa tensão é descrito por um conjunto de duas letras. A primeira letra indica a posição elétrica do neutro no transformador/alimentação em relação à terra e a segunda indica a posição elétrica das massas dos clientes.

No esquema TT o neutro do transformador/alimentação está ligado diretamente à terra e as massas dos aparelhos de utilização estão ligadas também à terra, ambas são efetuadas por eléctrodos de terra eletricamente distintos. Os cabos condutores utilizados para as ligações de terra devem ter classe I de isolamento³⁷.

³⁴ Tais como os painéis fotovoltaicos, caixas de junção, combinadores DC, inversor, etc.

³⁵ Parte condutora de um equipamento elétrico susceptível de ser tocada, em regra isolada das partes ativas, mas podendo ficar em tensão em caso de defeito.

³⁶ Paralelamente também foi analisado qual seria o melhor esquema a utilizar consultando um profissional do sector, que confirmou e aconselhou o uso deste tipo de configuração

³⁷ Segundo a norma IEC 61440

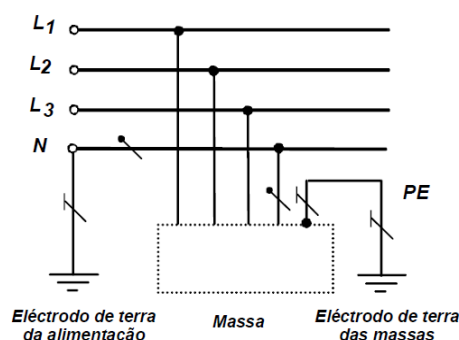


Figura 20 - Esquema TT em corrente alternada (AC)

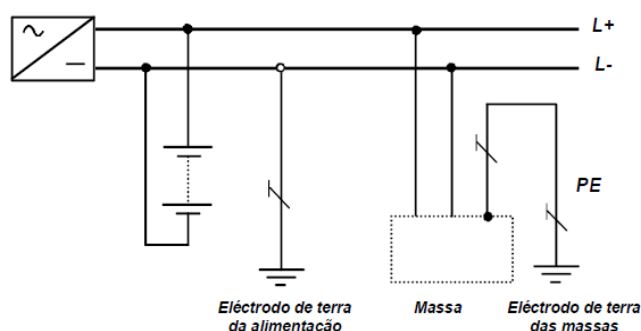


Figura 21 - Esquema TT em corrente contínua (DC)

As linhas trifásicas de média tensão não têm neutro sendo apenas constituídas por três condutores, uma vez que o retorno da corrente numa fase é assegurado pelas outras. Tomando em consideração este facto, o regime de neutro apenas é aplicado à distribuição em baixa tensão.

Efeitos térmicos - incêndios e sobreaquecimentos

Este tipo de proteção advém essencialmente dos tipos de materiais aplicados e suas reação ao fogo e técnicas de construção e instalação utilizadas durante as obras. Sendo que não existem requisitos especiais em termos de instalação de dispositivos elétricos, a norma a adotar IEC 60364-4-42 descreve com precisão os procedimentos que garantem a proteção da central contra fogos e sobreaquecimentos.

Os próprios dispositivos de proteção a instalar garantem este requisito, tal como o disjuntor diferencial AC, que tem a sua corrente de limite máximo em 300 mA para proteção contra incêndios (capítulo - Disjuntor diferencial AC).

4.11 Dimensionamento dos Cabos

Existem vários tipos de cabos para conectar as diferentes partes do sistema de geração de energia solar fotovoltaica. Os cabos são aplicados em DC como AC, sendo necessário efetuar uma análise detalhada para ambas as partes do sistema, tal como análises individuais de ligação entre os vários componentes/materiais constituintes.

O modo como as canalizações serão dispostas/instaladas ao longo da central de energia influenciam de forma direta como se comportam em função do meio ambiente exterior. A escolha do tipo de instalação mais apropriado e material necessário para o fazer é descrito na norma IEC 60364-5-52.

Após o dimensionamento dos cabos (secção e comprimento) terão de ser aplicados os fatores de correção presentes nesta norma. Estes só podem ser escolhidos após aprovação do *layout* de

engenharia civil/elétrica da própria central, sendo nesta fase apenas possível aconselhar os tipos de instalação que melhor se podem adaptar ao contexto do projeto.

4.11.1 Cabos DC

Os cabos DC do módulo solar vêm de origem com o equipamento, e têm como função estabelecer a ligação com outros módulos presentes no campo gerador solar. Para o modelo de módulo solar fotovoltaico escolhido os cabos já possuem as características desejáveis (consultar capítulo 4.1 Painéis Fotovoltaicos).

Os cabos de fileira efetuam a ligação dos módulos com a caixa de junção do gerador. Estes também podem ser utilizados como cabo principal DC para ligar a caixa de junção ao inversor. No entanto não deve ser confundido com o cabo principal AC para ligar o inversor ao quadro de junção principal AC, que será de três condutores, ao contrário dos cabos DC.

Este tipo de cabo tem de obedecer a um conjunto de regras, sendo as mais importantes: i) a proteção de isolamento classe II; ii) resistência a temperaturas elevadas; iii) resistência a raios UV; iv) cabo de cobre mono-condutores para cada pólo (positivo e negativo) no lado DC.

Existe um conjunto de normas que pode ser aplicado ao contexto do projeto, sendo de seguida descrita uma lista das principais normas que os cabos escolhidos vão ter de satisfazer:

Característica	Norma
Condutores	CEI EN 60228
Isolamento/ Cobertura externa	2Pfg 1169/08.2007
Proteção Fogo	CEI EN 60332-1-2
Baixa corrosividade	IEC 60754-1
Proteção UV	UNE-HD 605:2008
Produto livre de halogéneo	CEI EN 50267-2-1
Durabilidade (25 anos)	CEI EN 60216-1
Resistência elétrica	CEI EN 60228
Transporte de corrente	CEI 20-21 - IEC 60287

Tabela 22- Normas para cablagem DC

4.11.2 Cabos de fileira

Com base na norma IEC 60364-7-712, o dimensionamento dos cabos de fileiras, têm de garantir a capacidade de transporte de corrente contínua do cabo, em qualquer localização, seja:

$$I_{\text{Cabo de fileira}} \geq 1.25 I_{SC, STC}$$

$$I_{\text{Cabo de fileira}} \geq 1.25 \times 6.46 \quad [42]$$

$$I_{\text{Cabo de fileira}} \geq 8.1 A$$

Também é necessário definir a voltagem máxima que o cabo terá de assegurar:

$$U_{\text{Campo gerador, VOC}} = N_S \times U_{OC, STC} = 8 \times 65.3 = 600 V \quad [43]$$

Visto que os painéis serão instalados a nível térreo, a cobertura pode aquecer até temperaturas 20 ou 30°C superiores à temperatura ambiente. Como não existia informação sobre este parâmetro, admite-se que o local de instalação do campo gerador se comporta como uma fachada (pior cenário) podendo atingir 80°C. Esta temperatura influencia de maneira redutora a capacidade de transporte de corrente contínua/alternada do cabo.

Outro fator a considerar é a queda de tensão total que se verifica ao longo do comprimento do cabo, desde o módulo até à caixa de junção. Para obter este parâmetro é necessário estimar o comprimento do cabo das fileiras até à caixa de junção. Em baixo está representado um esquema exemplificativo da disposição do campo gerador.

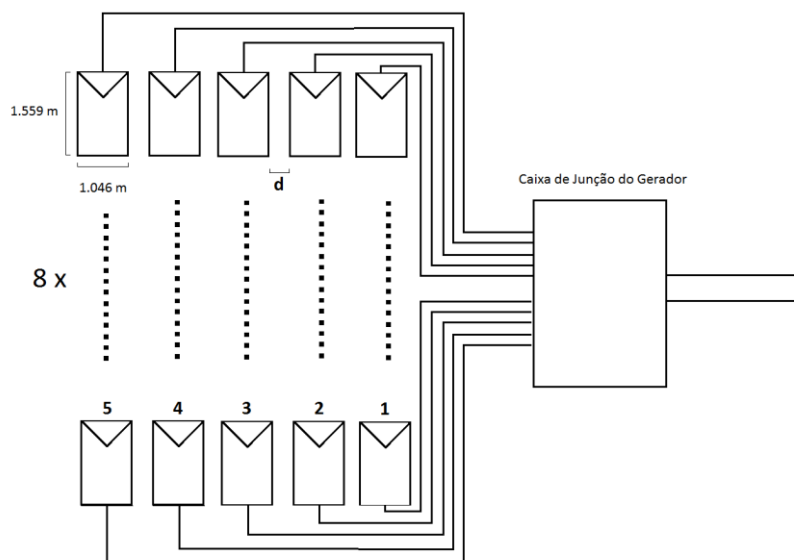


Figura 22 - Esquema de Ligação do Campo Gerador

No campo gerador solar existem cinco fileiras, cada uma com oito módulos. Para calcular os comprimentos dos cabos é necessário considerar o comprimento que as fileiras possuem e a largura. No capítulo 4.8.1 - Campo gerador solar, é definida a distância média entre os módulos (d) de 5.34 metros.

A fórmula de cálculo do comprimento total de cada fileira (n) proposta é a seguinte:

$$L_{\text{cabo, fileira}} = L_{\text{largura fileira}} + L_{\text{comprimento fileira}}$$

$$L_{\text{cabo, fileira}} = ((d \times n - 1) + (l_{\text{módulo}} \times n)) + \left(\frac{N_S}{2} \times c_{\text{módulo}}\right) \quad [44]$$

$$L_{\text{cabo, fileira}} = ((5.34 \times n - 1) + (1.048 \times n)) + 6.236$$

onde $l_{\text{módulo}}$ é a largura do módulo e $c_{\text{módulo}}$ é o comprimento do módulo e N_S é o número de módulos em série. Efetuando o cálculo para cada fileira temos o comprimento total:

Nº de fileira (n)	Comprimento total (m)
1	7.28

2	13.67
3	20.05
4	26.44
5	32.82

Tabela 23 - Comprimento de cabo por fileira

Neste momento estamos aptos a escolher a secção transversal dos cabos de fileira. Com base na corrente máxima de fileira admissível e tendo em conta o limite da queda de tensão máxima admissível na linha (condutor) de 1%, conforme a norma IEC 60364-7-712.

Para calcular a secção do cabo de fileira ($S_{Cabo\ fileira}$) utilizamos a seguinte equação:

$$S_{Cabo\ fileira} = \frac{2 \times L_{cabo, fileira} \times I_{Cabo\ de\ fileira}}{1\% U_{MPP\ fileira} \times \kappa} \quad [45]$$

onde $U_{MPP}(V)$ é a tensão de fileira no máximo ponto de potência e $\kappa (m/(\Omega \times mm^2))$ é a condutividade elétrica do cobre à temperatura de 25°C. Com base nas secções dos condutores foram calculadas as perdas de potência ($P_{fileira}$) na fileira através:

$$P_{fileira} = \frac{2 \times L_{cabo, fileira} \times I_{Cabo\ de\ fileira}^2}{S_{Cabo\ fileira} \times \kappa} \quad [46]$$

Com base nestas duas fórmulas obtiveram-se os seguintes resultados para a secção e perdas por fileira:

Nº de fileira (n)	Secção (mm ²)	P _{fileira} (W)
1	2,16	94,35
2	1,74	94,35
3	1,32	94,35
4	0,90	94,35
5	0,48	94,35
Total de perdas (W)		471.74

Tabela 24- Secções e perdas nos cabos das fileiras

As secções calculadas são pequenas, o que seria de esperar para tensões de fileiras altas. Ainda que assim seja, a secção mínima comercializada para cabos solares é de 2.5 mm². Portanto este valor terá de ser reajustado de maneira a ir ao encontro do que existe disponível no mercado.

Nº de fileira (n)	Secção (mm ²)	P _{fileira} (W)
1	2.5	81,64
2	2.5	65,76
3	2.5	49,88
4	2.5	33,99
5	2.5	18,11
P_{fileira, total} (W)		249.38

Tabela 25 - Secções e perdas nos cabos das fileiras reajustadas

Assim o total de perdas nos cabos das fileiras do campo gerador fotovoltaico ($P_{fileira,total}$) é 249.38 W.

4.11.3 Cabo principal DC

Aplicando a mesma abordagem para o cabo condutor principal DC com base no IEC 60364-7-712, este tem de verificar a seguinte condição:

$$I_{Cabo\ principal\ DC} \geq 1.25 I_{SC,Campo\ Gerador} \quad [47]$$

$$I_{Cabo\ principal\ DC} \geq 40.4\ A$$

sendo o $I_{SC,Campo\ Gerador}$ (A) a corrente gerada pela junção da todas as fileiras na caixa de junção FV, que será transmitida ao cabo principal DC. A secção transversal deste cabo pode ser calculada aplicando a seguinte fórmula:

$$S_{Cabo\ principal\ DC} = \frac{2 \times L_{Cabo\ principal\ DC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_{fileira,total}) \times \kappa} \quad [48]$$

onde FP é o factor de perdas (1%); I_n (A) é a corrente nominal gerador fotovoltaico ; P_{FV} é a potência nominal do gerador fotovoltaico. A potência nominal do gerador fotovoltaico é calculada em condições STC:

$$P_{FV} = N_{paineis} \times P_{STC} = 40 \times 333 = 13.3\ kW \quad [49]$$

$$I_n = I_{MPP} \times N_s = 6.09 \times 5 = 30.45\ A \quad [50]$$

Por fim, fica por conhecer o comprimento do cabo da caixa de junção ao inversor. Este valor não pode ser calculado por aproximação tal como foram realizados os cálculos dos comprimentos dos cabos de fileira, pois o equipamento que vai receber o cabo, o inversor, tem limites e parâmetros de construção que têm de ser tomados em consideração. Segundo o fabricante do inversor, este deve ter como cabo principal DC, cabos do tipo PV1-F, e a secção transversal não poderá ser maior que 6 mm², com invólucro até 8 mm².

Utilizando a fórmula de cálculo $S_{Cabo\ principal\ DC}$ é calculado o comprimento máximo para o cabo principal DC que este poderá ter de maneira a cumprir as perdas de potência menores ou iguais, a 1%:

$$S_{Cabo\ principal\ DC} = \frac{2 \times L_{Cabo\ principal\ DC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_{fileira, total}) \times \kappa} \quad [48]$$

⇔

$$L_{Cabo\ principal\ DC} = \frac{S_{Cabo\ principal\ DC, máximo} \times (FP \times P_{FV} - P_{fileira, total}) \times \kappa}{2 \times I_n^2} \quad [51]$$

$$L_{Cabo\ principal\ DC} = \frac{6 \times (0.01 \times 13.300 - 62.3) \times 56}{2 \times 30.45^2} = 12.85\ m$$

Com todos os dados disponíveis o cálculo das perdas no cabo principal será:

$$P_{Cabo\ principal\ DC} = \frac{2 \times L_{Cabo\ principal\ DC} \times I_n^2}{S_{Cabo\ principal\ DC, máximo} \times \kappa} = 71.74\ W \quad [48]$$

Estes valores de perda são aceitáveis, e caso seja necessário aumentar o cabo principal, é possível "relaxar" o fator de perdas para 2%, que resulta num comprimento total de cabo 37 m. Este procedimento de aumentar o cabo DC principal, em relação aos cabos de fileira apresenta vantagens em termos de redução nas perdas de potência (não só pelo dimensionamento, mas também pelo tipo de cabo utilizado) e aumenta a flexibilidade de construção e planeamento do *layout* para a cablagem da CFH.

A vantagem mais significativa de aumentar o comprimento do cabo DC é a redução do comprimento do cabo principal AC ao quadro de junção principal AC. Como os inversores tem características de ligação aos barramentos AC específicas que não devem ser alteradas, deve se jogar com o aumento da distância entre a caixa de junção do gerador DC e o próprio inversor, aproximando-o do barramento e reduzindo as perdas de transmissão de energia.

4.11.4 Cabo principal AC

Neste caso, o limite da queda de tensão admissível no cabo aumenta para 3% em relação à tensão nominal da rede. Como o inversor está a injetar energia no quadro de junção principal AC, através de condutor monofásico, a tensão nominal da rede será 230V. Na realidade esta tensão não deve ser rotulada como da rede, pois ainda terá que entrar na unidade MultiCluster e só daí sairá para a rede, ou baterias. Assim, a tensão nominal monofásica será relativa ao quadro de junção principal AC, $U_{n, QP\ AC}$.

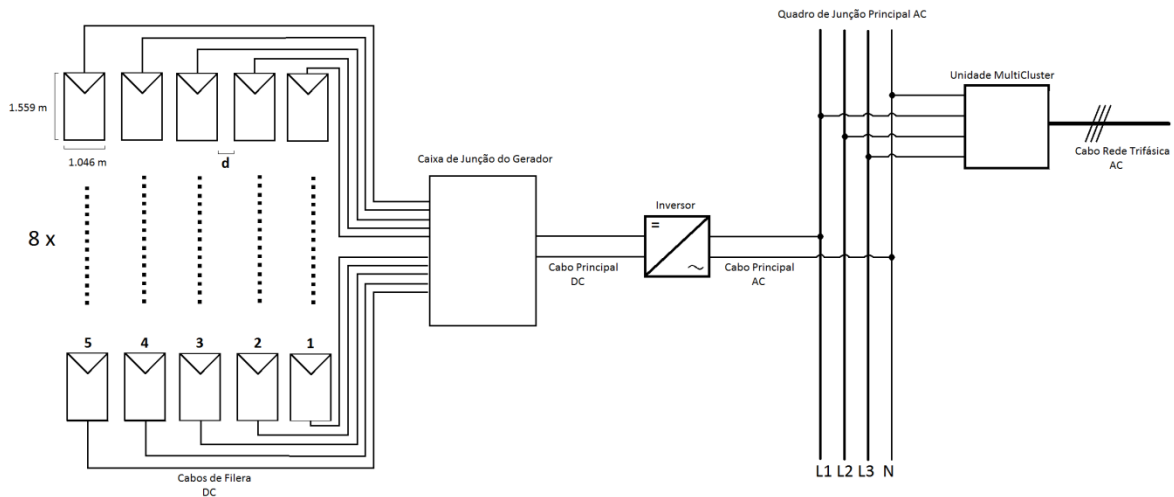


Figura 23 - Esquema Elétrico Geral da Central de Energia

O cálculo da secção transversal ($S_{Cabo\ principal\ AC}$) e das perdas ($P_{Cabo\ principal\ AC}$) no cabo principal AC é dado por:

$$S_{Cabo\ principal\ AC} = \frac{2 \times L_{Cabo\ principal\ AC} \times I_{n,AC}}{3\% \times U_{n,QP\ AC} \times K} \times \cos \varphi \quad [52]$$

$$P_{Cabo\ principal\ AC} = \frac{2 \times L_{Cabo\ principal\ AC} \times I_{n,AC}^2}{S_{Cabo\ principal\ AC} \times K} \times \cos \varphi \quad [53]$$

onde $L_{Cabo\ principal\ AC}$ (m) é comprimento do cabo principal AC; $I_{n,AC}$ (A) é a corrente nominal AC do inversor e; $\cos \varphi$ é o factor de potência, que será 1 (análise deste parâmetro no capítulo 2.5.2 - Potência Reactiva).

O comprimento deste cabo é limitado pelo fabricante do inversor, nos parâmetros de diâmetro máximo e mínimo da secção transversal e externo:

Diâmetro de secção (mm ²)	Comprimento máximo (m)	Diâmetro externo (mm)
16	22	18 (min.)
25	35	32 (máx.)

Tabela 26- Parâmetros de limite do cabo principal AC impostos pelo inversor

Aplicando os valores do fabricante para calcular as secções transversais e perdas do cabo principal AC, obtiveram-se os seguintes resultados:

Diâmetro de secção (mm ²)	Comprimento máximo (m)	Perdas (%)	Perdas de potência (W)	Perda total no sistema (kW)
15	22	1 (min.)	101	4.6

24	35			
5	22	3 (máx.)	304	13.7
8	35			

Tabela 27- Resumo de análise ao cabo principal AC

Os resultados apresentados estão em linha com os valores estipulados pelo fabricante (perdas 1%) e de acordo com limite permitido máximo de queda de tensão (3%). A situação desejável para a escolha do cabo será a que minimiza as perdas, pois considerando a perda total no sistema (considerando o total de inversores a instalar, 40) a diferença de potência perdida entre 1% e 3% é bastante considerável.

4.12 Equipamentos de proteção

Em seguida são descritos os principais componentes e dispositivos que efetuam a proteção da CFH e pessoas afetas à exploração e manutenção da mesma.

Para mais informações sobre a arquitetura do sistema de proteção consultar o **Anexo II - Esquema multifilar dos sistemas de proteção e cablagem**.

4.12.1 Fusíveis de fileira

A principal função dos fusíveis de fileira é a de garantir proteção contra sobreintensidades que possam ocorrer entre uma fileira de painéis e a caixa de junção DC. Estes são instalados em série com as fileiras, na caixa de junção do gerador DC. Segundo a norma IEC 60364-4-43 devem ser do tipo gG (IEC 60269-2 descreve a nomenclatura do tipo de fusível: g - atuação para sobrecarga e curto-circuito; G - proteção de cabos).

O seu uso é obrigatório quando temos pelo menos quatro fileiras presentes no campo gerador e devem ser instalados nos cabos não protegidos por isolamento de terra. Como se utiliza cabos solares de classe proteção II, nenhuma das fases está ligada aos condutores de terra, logo todos os condutores tanto negativos como positivos, são protegidos por fusíveis de fileira.

Parâmetros de dimensionamento:

- Para evitar cortes intempestivos, a corrente nominal do fusível ($I_{F,n}$) é:

$$I_{F,n} \geq 1.25 \times I_{Fileira,n} = 1.25 \times 6.09 = 7.6 \text{ A} \quad [54]$$

- A corrente de disparo do fusível ($I_{F,D}$) é no mínimo o dobro da corrente de fileira em curto-circuito, ou menor que a corrente máxima admissível no cabo de fileira. Entre estes dois valores, será escolhido o menor:

$$I_{2 SC,Cabo fileira} = 2 \times 6.46 = 12.92 \text{ A} \quad [55]$$

$$I_{máx cabo fileira} = I_{SC,Campo Gerador} - I_{SC,Cabo fileira} = 32.3 - 6.46 = 25.84 \text{ A} \quad [56]$$

Neste caso a corrente de disparo do fusível é 13 A;

- O fusível tem de operar na voltagem de fileira ($I_{F,Uvoc}$):

$$I_{F,Uvoc} = 1.15 \times N_S \times U_{VOC,STC} = 1.15 \times 8 \times 65.3 = 600 \text{ V} \quad [57]$$

4.12.2 Caixa de Junção do Gerador DC

Esta caixa tem como função conectar todas as fileiras individuais do campo gerador fotovoltaico ao cabo principal DC e suportar todos os dispositivos de segurança/proteção necessários.

A caixa de junção do gerador DC deve conter:

- O número de terminais negativos e positivos adequados para receber todos os cabos de fileiras; assim, terá de ter 5 terminais positivos e 5 negativos;
- Aparelhos de segurança e proteção: fusíveis de fileira tipo gG; díodos de bloqueio das fileiras e; descarregador de sobretensões;
- Interruptor seccionador principal DC.

Todos equipamentos contidos na caixa de junção geral DC devem satisfazer a norma aplicável IEC 60439-1, referente aos requisitos de segurança (testes de temperatura, curto-circuito, condutores, etc.) que os dispositivos devem possuir aquando da operação conjunta em caixas de proteção.

O desenho/construção desta caixa deve satisfazer a norma IEC 60439-2. Os parâmetros mais importantes são a proteção de classe II, ter os terminais positivo e negativo claramente separados no interior da caixa e de fácil acessibilidade para trabalho de manutenção ou corte de emergência. Sendo de instalação exterior, deverá estar protegida (no mínimo), com proteção IP 54 e ser resistente aos raios UV. A instalação deve ser realizada num local que proteja a caixa da chuva e irradiação solar direta.

Estes equipamentos devem estar sinalizados com indicações de aviso para as partes que possam estar ativas dentro da caixa após o isolamento do inversor.

4.12.3 Interruptor seccionador principal DC

Em caso de emergência ou manutenção e reparação, será obrigatório isolar o inversor do gerador fotovoltaico. De acordo com a norma IEC 60364-7-712 é necessário instalar um aparelho de corte da ligação acessível e isolamento entre o lado DC e AC. O interruptor principal DC é instalado na caixa de junção do gerador, antes do inversor, e deve ser acompanhado com os respetivos avisos de segurança e instrução de operação.

O interruptor principal DC tem de obedecer aos seguintes parâmetros:

- Ser bipolar de forma a isolar os cabos de fileira do campo gerador fotovoltaico;
- Possuir poder de corte suficiente que permita a abertura do circuito DC, em boas condições de segurança, na carga máxima de consumo;
- Dimensionado para:

- A tensão máxima em circuito aberto do gerador (calculado em 3.12.1.1 - cabos de fileira);

$$U_{Campo\ gerador,OC} = 600\ V \quad [58]$$

- Para a corrente máxima do campo gerador (valor calculado no capítulo 3.4.1- Número de painéis por inversor);

$$I_{inv,SC} = 32.3\ A \quad [59]$$

4.12.4 Caixa de Proteção AC

O objetivo da caixa de proteção é suportar os dispositivos necessários para proteger a linha AC desde a saída do inversor até ao quadro de junção principal AC. Esta tem de garantir a norma IEC 61439, proteção de classe II e proteção exterior mínima IP66/IP65.

A caixa de proteção AC deve conter os seguintes dispositivos:

- Interruptor seccionador AC;
- Disjuntor diferencial. Verificando as especificações técnicas do inversor, este deverá ser ligado em série com um disjuntor diferencial que dispare à corrente de falha maior ou igual a 100 mA e do tipo B;
- Descarregador de sobretensão.

4.12.5 Exclusão do disjuntor diferencial DC

O inversor escolhido não possui transformador, utilizando a tecnologia de separação do lado DC e AC por díodos de bloqueio (tecnologia H5), que na realidade não é uma separação galvânica. Como tal, é necessário tomar medidas de proteção extra de maneira a isolar o lado AC do lado DC.

Segundo a norma IEC 60364-7-712, é aconselhado utilizar um dispositivo de corte automático do tipo B segundo a norma IEC 60755, no lado DC. No entanto a mesma norma afirma que se o dispositivo não poder injetar na rede correntes de defeito contínuas, o uso do disjuntor-diferencial no lado gerador (DC) é dispensado. O modelo do inversor escolhido cumpre com este requisito, logo não será necessário proteger o lado DC contra correntes de fuga.

Outra medida adicional de proteção que o inversor possui, contra correntes de fuga e diferenciais, é a sua unidade de monitorização de correntes de defeito (GFDI - *Ground Fault Detector Interrupter*). Este aparelho permite medir as correntes de fuga e defeito, em todo o lado DC, interrompendo o circuito caso seja detetada alguma anomalia.

4.12.6 Disjuntor -diferencial AC

Os dispositivos de proteção contra correntes diferenciais têm de respeitar a seguinte condição:

$$R_A \times I_{\Delta n} \leq 50 \text{ V} \quad [60]$$

onde R_A (Ω) é a soma das resistências do eletródo de terra e dos condutores de proteção das massas e $I_{\Delta n}$ (A) é a corrente que garante o funcionamento automático do dispositivo de proteção.

Como não é possível calcular o eletródo de terra, a escolha de um modelo de disjuntor torna-se imprecisa. Assim, apenas se pode indicar o tipo de dispositivos possíveis de utilizar caso seja satisfeita esta condição e a localização destes tipos de aparelhos no esquema de ligação elétrico.

Características dos dispositivos de proteção contra curto-circuito são:

- o poder de corte não pode ser inferior à corrente de curto-circuito presumida no ponto em que o dispositivo for instalado;

- o tempo de corte não deve ser superior ao tempo necessário para elevar a temperatura dos condutores até ao seu limite admissível. Para sistemas elétricos com esquemas TT, o tempo de disparo não pode ser superior a 5s (em caso de dispositivos com características de tempo inverso)³⁸.

O valor máximo da corrente diferencial é 300 mA, para efeitos de proteção contra incêndios e de maneira a evitar disparos involuntários durante o funcionamento do inversor, a corrente diferencial do disjuntor deve ter um mínimo de 100 mA.

Portanto, tomando em consideração o valor mínimo da corrente diferencial de 100 mA e o tempo de disparo até 5s, é aconselhado instalar um disjuntor-diferencial da classe B, com uma curva do tipo C, desde que as resistências do eletródo de terra e condutores de proteção sejam superiores a:

$$R_A \leq \frac{50 V}{I_{\Delta n}} \quad [61]$$

$$R_A \leq 500 \Omega \quad [62]$$

4.12.7 Caixa de Proteção AC

O Quadro de Distribuição Principal AC (QPAC) permite a ligação de todos os inversores DC/AC do seu quadro de elétrico de distribuição e proteção AC pré-configurado.

Este quadro contém todas as conexões prontas para receber os inversores DC/AC tal como os barramentos, equipamentos de proteção necessários para o seu funcionamento e cablagem para o efeito. O suporte físico deste quadro comporta todos os dispositivos e está preparado para ser instalado no interior do edifício.

O QPAC tem 230V valor nominal de tensão entre fase e neutro, 400 V de valor nominal de tensão entre fases, e 50 Hz como valor nominal de frequência.

O QPAC possui cinco terminais para ligar aos inversores DC/AC:

- Três (3) terminais correspondentes a cada uma das fases (L1, L2, L3);
- Um (1) terminal para o neutro (N);
- Um (1) terminal para a terra (PE);
- As secções dos barramentos do QPAC que recebem os terminais e condutores dos inversores DC/AC devem ser dimensionados conforme a corrente na linha de pico ($I_{S \text{ pico, inv}}$);
- Os condutores monofásicos estão ligados em série a um disjuntor do tipo C. O disjuntor está ligado e fixado às barras de fase, estabelecendo a ligação dos condutores ao barramento. Estes equipamentos devem ser dimensionados consoante a corrente de pico, que o inversor DC/AC pode injetar no QPAC;
- Os três barramentos de fase estão ligados a um interruptor-seccionador comum. Este equipamento deve ser dimensionado consoante a corrente na linha de pico ($I_{S \text{ pico, inv}}$) e a potência de pico ($P_{\text{pico, inv}}$);

³⁸ Segundo a norma: IEC 60364-5-551; Instalações eléctricas em edificios - Selecção de material - Sistemas geradores de baixa tensão

- Os barramentos de fases e neutro do QPAC são instalados no seu bastidor e tem um barramento independente de terra PE principal, onde todos os condutores de terra dos inversores DC/AC se possam ligar. O regime de neutro aplicável ao QPAC é TT.

O QPAC obedece, no aplicável, ao prescrito na norma IEC 60439-1, devendo as suas dimensões e a disposição dos equipamentos no seu interior ser tais que permitam executar com facilidade as operações de montagem, manobra e manutenção, assegurando sempre o necessário nível de segurança.

Este deve estar concebido de modo a garantir uma ventilação natural adequada, a fim de evitar possíveis condensações e aquecimentos exagerados do equipamento elétrico, em condição que não ponha em causa os índices de proteção especificados.

Este equipamento possui uma barreira de material isolante e transparente (Plexiglas) que garante, após a abertura da porta, a separação física entre os terminais e contacto direto accidental, garantindo um grau de proteção IP20. O seu invólucro, quando instalado nas condições normais de serviço, tem possui um grau de proteção no mínimo IP54 e o interior de IP20 contra depósitos de poeiras e salpicos, de acordo com a norma IEC 60529.

O QPAC está protegido por isolamento de classe II segundo a norma IEC 417, contra sobretensão. O QPAC deve ser dimensionado para a corrente de curto-circuito correspondente à potência de curto-circuito máxima previsível (curto-circuito trifásico simétrico) nos pontos necessários e possuir equipamentos elétricos de proteção caso seja necessário.

Consultar o *Anexo III - Esquema Multifilar do QPAC* para mais informação sobre o esquema multifilar do QPAC.

4.12.8 Proteção contra Sobretensão

4.12.8.1 Proteção contra descargas atmosféricas e indiretas

Os raios criam impactos diretos na área onde ocorrem mas também indiretos numa área circundante, aumentando assim a probabilidade de ocorrer perturbações do sistema elétrico. Esta proteção tem como objetivo anular os efeitos de acoplamento indutivo, capacitivo e galvânico resultante de impactos indiretos.

Para sistemas fotovoltaicos expostos a descargas atmosféricas é aconselhado utilizar cabos blindados com secção mínima de 16 mm². Como a secção transversal dimensionada para os cabos de fileira é 2.5 mm², ao alterar para o valor aconselhado de cabo blindado estaríamos a sobredimensionar substancialmente o valor base. Para tal é necessário ligar descarregadores de sobretensão (DST) com corrente nominal de 10 kA, aos condutores ativos. Estes dispositivos protegem o sistema do acoplamento indutivo e capacitivo tal como a ocorrência de sobretensões na linha e devem ser instalados no lado DC e AC, entre cada pólo e a terra.

Características dos descarregadores de sobretensão:

- Existem dois tipos de equipamentos, B e C, classe SPD I e SPD II, respectivamente segundo a norma IEC 61634-1;
- Para aplicações fotovoltaicas são utilizados os descarregadores do tipo SPD II (classe II);
- A corrente nominal de descarga é equivalente a 1 kA por cada unidade de potência instalada no campo gerador fotovoltaico (kWp);

$$I_{DST} = 13.300 \text{ kWp} = 13.3 \text{ kA}$$

[63]

- A tensão operacional de funcionamento corresponde no mínimo à tensão em circuito aberto do campo gerador para o lado DC, 600 V, correspondente a dispositivos do tipo 600;
- A tensão de funcionamento para o lado AC é 230 V, correspondente a dispositivos do tipo 275 e devem ser adequados para sistemas monofásicos TT (L1, N e PE);
- Devem possuir indicadores visuais de falha.

Segundo as normas aplicadas a instalações de energia solar FV, as distâncias entre o campo solar FV, inversor DC/AC e Quadro de Distribuição Principal AC tem de ser protegidas com dispositivos de proteção extra contra sobretensões.

Caso o comprimento no cabo principal DC entre a Caixa de Junção DC e o inversor seja maior que 10 m, devem ser instalados descarregadores de sobretensão (DST).

Caso o comprimento no cabo principal AC entre a caixa de proteção AC e o Quadro de Distribuição Principal AC seja maior que 10 m, devem ser instalados DST.

Os DST adicionais devem ser ligados aos condutores principais AC, DC e o condutor equipotencial TT, com a cablagem necessária para o efeito. O tipo de DST aplicado é de classe II, ou caso as distâncias de separação (S) entre os condutores ativos do campo solar FV e sistema de proteção de terras, de acordo com a norma EN 62305, não seja suficiente então terá de ser aplicado DST de classe I.

4.12.8.2 Descargas atmosféricas diretas

Sistema de proteção contra descargas atmosféricas compreende o dispositivo de captação (captor), condutor de escoamento da descarga (condutor de cobre, com uma secção mínima de 16 mm²) e sistema de ligação à terra (aterramento).

Deverá ser construído de acordo com o Guia Técnico de Pára-Raios, Direcção Geral de Energia, respeitando as regras de instalação de um sistema de proteção equipotencial.

Ligações à terra

A ligação à terra tem de garantir um conjunto de parâmetros de segurança tanto dos materiais como para as pessoas e para tal é necessário uma análise prévia de caracterização geofísica do terreno onde se situam as instalações tal como das variáveis relevantes.

Eletródo de terra

Para dimensionar o eletródo de terra para servir as instalações elétricas é necessário calcular o valor da resistividade do terreno. Este depende de parâmetros tal como o teor de humidade, temperatura que são variáveis ao longo da superfície e profundidade e prevenção de corrosão.

Visto que não existem dados para uma análise mais detalhada sobre a escolha do eletródo de terra, a sua escolha será obrigatoriamente realizada segundo a norma IEC 60364-5-54, referente ao estudo deste tipo de configurações.

Condutores de Proteção

O cálculo da secção mínima (S; mm²) dos condutores é o seguinte:

$$S = \frac{I \times \sqrt{t}}{k} \quad [64]$$

em que I (A) é o valor da corrente de defeito que pode percorrer o dispositivo de proteção; t (s) é o tempo de reação do dispositivo de corte; e k é um fator que depende do metal do condutor de proteção, isolamento e variação de temperatura no mesmo.

No entanto como fator de proteção e para simplificar a análise do sistema de terras, é possível obter o valor da secção mínima dos condutores através da seguinte Tabela 28:

Secção dos condutores de fase da instalação S_F (mm ²)	Secção mínima dos condutores de proteção S_{PE} (mm ²)
$S_F \leq 16$	$S_{PE} = S_F$
$16 < S_F \leq 35$	$S_{PE} = 16$
$S_F > 35$	$S_{PE} = S_F/2$

Tabela 28- Secções dos condutores de proteção

Caso os elétrodos de terra da alimentação e das massas sejam de diferentes materiais, no sistema TT o limite da secção do condutor de proteção é 25 mm² se for cobre e 35 mm² se for de alumínio.

Tipo de condutor	Secção condutor de fase (mm ²)	Secção mínima de proteção (mm ²)
Cabo de fileira DC	2.5	2.5
Cabo principal DC	6	6
Cabo principal AC	16 a 25	16
Inversor	Proteção na caixa	16

Tabela 29- Secções de condutores de proteção

4.13 Sistema de monitorização e controlo remoto

Os GGE devem possuir equipamentos **de medição e monitorização** da geração de energia AC (potência, voltagem e corrente), geração de energia DC (potência, voltagem e corrente), energia armazenada, energia injetada na rede elétrica, estado e mensagens de erro dos inversores, mensagens de erros dos reguladores de carga e *MultiClusters*, irradiância global, temperatura ambiente, velocidade do vento (opcional). Estes aparelhos devem ser capazes que comunicar com um ponto central na CFH onde será efetuado o armazenamento de dados e tomadas as decisões de controlo.

Para funções de comunicação entre equipamentos para sincronização de fases, voltagem, frequência e balanço de energia, a comunicação é efetuada através de um sistema com suporte de interface RJ45. Estes devem ser instalados nos reguladores de carga para comunicação interna.

Para dados de suporte para avaliação, verificação e definição do ponto de operação ótima da central a comunicação é efetuada através de um sistema de comunicação *data logger* com suporte do interface RS485. Estes devem compreender o envio de dados relativos ao estado de carga da bateria no RCD-P, da produção energética nos inversores DC/AC e consumo AC.

Os dados de suporte transmitidos por cada equipamento através do interface RS485 são recebidos num PC local para a realização dos diagnósticos necessários. Os dados devem poder ser gravados em suporte digital.

Os cabos de dados devem ser claramente identificados como tal para diferenciação dos cabos de energia. Caso a instalação dos cabos de dados e energia, seja efetuada no mesmo suporte físico

(condutas, tubagem, etc.) os dois tipos de cabo devem estar identificados e convenientemente separados.

Os dados também podem ser transmitidos via *wireless*. Neste caso os equipamentos devem ter o suporte necessário, tanto de interface, como de hardware e software.

5. Peça escrita para o Caderno de Encargos

A seguinte peça escrita pertence ao caderno de encargos final que acompanhou os documentos que compõem o concurso para o fornecimento e instalação da CFH.

Como tal, não é permitido referir marcas, modelos, fornecedores, fabricantes, etc. que possam de alguma maneira, direta ou indiretamente, influenciar a escolha do produto/equipamento requerido.

Assim todas as referências são retiradas e o texto adaptado para um melhor enquadramento prático, excluindo a metodologia teórica de cálculo e apresentando apenas os pressupostos de dimensionamento tal como os resultados obtidos do mesmo.

Peça Escrita:

A CFH está subdividida em três Grupos de Geração de Energia (GGE). Cada grupo alimenta uma zona específica na vila de Bambadinca com uma rede de distribuição elétrica própria. A construção das redes de distribuição elétrica não estão dentro do âmbito do presente contrato. O fornecimento de materiais é relativo ao total de equipamentos necessários para cada GGE.

Os GGE são sistemas híbridos de geração de energia, nos quais a principal fonte produtiva é o campo gerador solar fotovoltaico (FV) constituído por painéis solares FV, o armazenamento de energia é efetuado em bancos de baterias e existe um sistema de *backup* com gerador a diesel.

A energia produzida e injetada na rede elétrica por cada GGE deverá reunir os seguintes parâmetros: trifásica; baixa tensão - 230V valor nominal de tensão entre fase e neutro, 400 V de valor nominal de tensão entre fases, e 50 Hz como valor nominal de frequência; e Frequência *standard* - 50 Hz.

No GGE o regime de neutro é TT.

As características dos valores nominais da tensão entregues à rede elétrica de distribuição em termos de qualidade, tanto de produção como de distribuição, tem de estar de acordo com a norma NP 50160.

A eficiência calculada para o sistema é de 70%. Este cálculo engloba: i) perdas por autodescarga (0.03%) e conversão energética de energia química para elétrica (5%); ii) perdas de eficiência no regulador e inversor (5%); iii) perdas ambientais (13.1%); iv) efeitos angulares (reflectância e transmitância) (2.6%); e, v) perdas por distribuição e transmissão (4%). Existem ainda perdas provocadas por depósitos de sujidade nos painéis, no entanto estas são contabilizadas diretamente na redução da irradiação mensal em 3%.

O total do consumo médio de energia é 1.179,06 kWh/dia para um dia típico de Agosto. Sendo 617,97 kWh o consumo no período diurno (13 horas) e 561,09 kWh o consumo noturno (11 horas). O consumo de energia médio diário por GGE, é descrito na seguinte Tabela 30:

Grupo de Geração de Energia (CGE)	Energia Consumida Dia - E_D (kWh/dia)	Energia Consumida Noite - E_N (kWh/dia)	Energia Consumida Diária - E_{cons} (kWh/dia)
1	308,98	280,55	589,53
2	154,49	140,27	294,77
3	154,49	140,27	294,77

Tabela 30 - Resumo de consumo energético por GGE

O comportamento do consumo energético ao longo do dia caracteriza-se pelos seguintes valores de referência na Tabela 31:

Grupo de Geração de Energia	Potência de pico do consumo - $P_{\text{pico, cons}}$ (kW)	Potência mínima do consumo - $P_{\text{min, cons}}$ (kW)	Potência nominal - P_n (kW)	Corrente trifásica pico - $I_{\text{pico, cons}}$ (A)	Corrente na linha de pico - I_s pico, cons (A)	Corrente trifásica nominal - I_n , cons (A)	Corrente na linha nominal - I_s n, cons (A)
1	82,0	4,0	35	354	118	153	51
2	41,0	2,0	20	177	59	87	29
3	41,0	2,0	20	177	59	87	29

Tabela 31 - Resumo de características do consumo de energia

A produção de energia solar FV nos GGE está dividida por um conjunto de campos solares FV em que a cada um destes campos está associado um inversor DC/AC.

Um campo solar FV é constituído por um conjunto de painéis solares FV, com potência nominal mínima de 240 W em condições NOTC, sendo cada campo solar FV conectado a um inversor monofásico, com potência nominal 11 kW a 230V, 50 Hz e para o módulo FV.

Os painéis devem ser ligados em série e por fileiras, perfazendo uma potência máxima de produção por campo solar FV de 13 kWp em condições de funcionamento STC, o correspondente a uma potência em NOTC estimada de 10 kW.

A Tabela 32 resume a potência de painéis solares FV a instalar por GGE:

Grupo de Geração de Energia (GGE)	Nº de Campos Solares FV - N_{FV}	Potência pico de painéis solares - $P_{\text{PV, pico}}$ (kWp)
1	20	266.4
2	10	133.2
3	10	133.2

Tabela 32 - Resumo de características dos painéis solares FV

A instalação dos painéis nos campos solares FV deve cumprir os seguintes parâmetros: inclinação 15°, orientação a sul 0°. De maneira a evitar sombreamentos simultâneos entre painéis, deve ser mantido um mínimo de 5 metros entre as fileiras.

As estruturas de suporte dos painéis solares FV devem suportar as condições climáticas locais e incluir todos os acessórios mecânicos necessários à sua montagem, tal como perfis, porcas, parafusos, etc..

Cada inversor DC/AC possui a potência mínima admissível do campo gerador FV de 11.4 kW, máxima de 17.4 kW e rastreamento do Ponto de Potência Máximo (MPP). O balanço e controlo da potência e fluxos de energia entre os inversores e reguladores de carga é efetuado através da variação da frequência (*Frequency Shift Power Control* - FSPC).

Os inversores serão instalados no exterior e devem possuir as proteções físicas necessárias para tal em condições de clima sub-tropical.

A corrente de pico na linha indicada na Tabela 33 é referente à injeção de corrente monofásica, i.e. soma de todas as correntes monofásicas, produzidas por inversores DC/AC monofásicos, injetadas numa fase (barramento):

Grupo de Geração de Energia (GGE)	Nº de Inversores DC/AC - N_{inv}	Potência nominal de inversores - $P_{n, \text{inv}}$ (kW)
1	24	220
2	11	121
3	11	121

Tabela 33 - Resumo de características dos inversores DC/AC

O inversor injeta a energia produzida num Quadro de Distribuição Principal AC (QPAC). O barramento deste quadro tem como objetivo receber toda a energia produzida por cada grupo de painéis/inversor pertencentes ao GGE e entrega-la na unidade central de gestão de energia - Sistema de Controlo e Gestão de Potência (SCGP).

Os principais elementos do GGE (campo gerador solar FV, inversores, reguladores de carga, baterias e geradores) interagem no SCGP. Este sistema efetua o balanço instantâneo entre a energia disponível e a requisitada pela rede elétrica de distribuição, garantindo a gestão global (energia produzida, armazenada e despachada para consumo).

O armazenamento de energia é efetuado através dos reguladores de carga nos bancos de baterias. Estes convertem a energia em corrente AC proveniente dos inversores DC/AC para corrente DC, injetando-a posteriormente nos bancos de baterias. Deste modo o regulador de carga deve funcionar também como um inversor.

Os reguladores de carga estão associados em *clusters* de 3 unidades com 15 kW de potência máxima AC, e associado a cada *cluster* existe um banco de baterias de 48V. O balanço, controlo da potência e fluxos de energia entre os reguladores e inversores é efetuado através da variação da frequência (*Frequency Shift Power Control* - FSPC).

Sendo o regulador de carga responsável pela injeção de energia na rede, este responde aos picos de corrente requisitados pela rede elétrica. Os picos de corrente podem ser premeditados, tais como os que acontecem nas horas de maior consumo diário, i.e. horas de ponta; ou, sem aviso prévio, como por exemplo aquando da entrada em funcionamento de motores elétricos.

Desta maneira o regulador de carga é capaz de injetar a energia suficiente na rede por períodos específicos de tempo, aumentando a sua potência de operação.

Estes grupos de reguladores de carga são responsáveis pelo controlo direto e monitorização do armazenamento de energia no banco de baterias. A operação interna entre os diferentes reguladores de carga nos *clusters* estabelece-se através da configuração *Master-Slave*, no qual existe um *Dono* e dois *Escravos*, perfazendo os 3 reguladores de carga.

O Regulador de Carga Dono (RCD) de cada *cluster* efetua a monitorização direta da temperatura do banco de baterias. O controlo interno entre os diferentes reguladores de carga no sistema de armazenamento é efetuado através de interface de comunicação e cablagem de dados específicos para o efeito.

Cada GGE tem um número específico de *clusters* conforme as diferentes necessidades de armazenamento apresentadas na Tabela 34:

Grupo de Geração de Energia	Nº de reguladores - N_{reg}	Nº de clusters - $N_{cluster}$	Potência - $P_{clusters}$ (kW)	Corrente trifásica nominal - $I_{n,clusters}$ (A)	Corrente por linha - $I_{s,clusters}$ (A)	Potência de pico trifásica - $P_{pico, clusters}$ (A)	Corrente pico linha - I_s pico, clusters (A)
1	18	6	90.000	390	130	151.200	219
2	9	3	45.000	195	65	100.800	146
3	9	3	45.000	195	65	100.800	146

Tabela 34 - Resumo de características do sistema para armazenamento de energia

O regulador de carga-dono principal (RCD-P) do *Cluster* Principal (CP) ligado diretamente ao SCGP através de interface de comunicação e cablagem, de cada GGE, controla a gestão da energia total armazenada. Este também comunica com os restantes *Clusters* de Extensão (CE). A comunicação do controlo de sincronização da tensão e frequência entre os *clusters* é efetuada em quatro níveis

hierárquicos: i) O primeiro nível ocorre entre o SCGP e o RCD-P do CP; ii) o segundo nível entre o RCD e os Reguladores de Carga Secundários (RCE) do CP; iii) o terceiro entre o RCD do CP e os RCD dos CE; e, iv) o quarto nível entre os RCD e RCE do CE.

i) O primeiro nível hierárquico controla a sincronização do RCD-P com o SCGP e estabelece o processamento dos estados de energia (estado de carga das baterias) realizando a monitorização constante da tensão, corrente e frequência nos reguladores de carga do *Cluster* Principal. Todas as comunicações são estabelecidas através de uma consola principal de comunicação alojada no SCGP e cablagem específica de monitorização e de controlo.

ii) O segundo nível hierárquico estabelece o balanço entre o RCD-P e os RCE do CP, que vão servir como referência para os restantes CE.

iii) O terceiro nível hierárquico assegura a sincronização de todos os CE com o CP e SCGP, de maneira a proporcionar o armazenamento equitativo e de forma integrada da energia em todos os bancos de baterias.

iv) O quarto nível assegura a sincronização dos RCD com os RCE dos CE.

As baterias devem ser protegidas por equipamentos de proteção contra descargas profundas.

O sistema despeja a energia em excesso, ou desvia consumos excessivos para estes equipamentos, mantendo o balanço entre produção, consumo e armazenamento da energia.

O equipamento deve ser capaz de desligar do consumo e permanecer em funcionamento para recarregar as baterias com energia proveniente dos inversores DC/AC.

As baterias a utilizar são de ácido-chumbo ventiladas (VLA - *Vented Lead Acid*) e a tecnologia de construção dos eletródos tubular - OPzS de 2V. Os bancos de baterias são constituídos por 24 unidades, perfazendo a tensão DC de 48V.

O dimensionamento dos bancos de baterias considera um período de descarga diário de 11 horas, com pico de descarga em 3 horas. Número de bancos por GGE na Tabela 35:

Grupo de Geração de Energia	Nº de bancos de baterias - N_{bbat}	Capacidade dos bancos de baterias - C_{100} (Ah)	Nº de unidades de baterias - N_{bat}
1	8	23.379	192
2	4	11.690	96
3	4	11.690	96

Tabela 35 - Resumo de características dos bancos de baterias

As baterias devem ser instaladas em suportes especialmente construídos para o efeito. Estes garantem isolamento de condução entre o pavimento e suporte físico estável, sendo que a própria estrutura está protegida contra efeitos de corrosão.

Como sistema *backup* de energia existem grupos eletrogéneos a diesel ligados diretamente ao SCGP. Estes equipamentos devem ser protegidos por dispositivos de corte e fusíveis, e ainda possuir um painel de controlo (comanda o arranque/paragem) e monitorização. O painel de controlo deve ter os contactos suficientes para comunicar com o regulador de carga-dono principal (RCD-P). Caso não possua, o equipamento para tal deve ser fornecido e instalado de maneira a estabelecer os contactos necessários. Estes apresentam diferentes potências consoante o GGE a que pertencem segundo a Tabela 36:

Grupo de Geração de Energia	Potência (kW)	Corrente pico na linha - $I_{S \text{ pico, ger}}$ (A)
1	120	174
2	60	89

Tabela 36 - Resumo de características dos geradores a diesel

A instalação, montagem, testes e comissionamento dos GGE devem obedecer a normas internacionais de boas práticas e segurança. Todas as operações descritas devem estar em conformidade com pelo menos um dos seguintes documentos: Regras Técnicas de Instalações Elétricas em Baixa Tensão (RTIEBT); IEC 60364-7-712; UTE C15-712- "*Installations Electriques a Basse Tension - Installations photovoltaïques*"; DTI - "*Photovoltaics in Building, Guide to the Installation of PV systems*".

O esquema de ligação equipotencial de todas as partes condutivas do sistema elétrico à terra é do tipo TT. Este sistema é transversal a todos os equipamentos elétricos de proteção tal como cablagem com a mesma função.

Todos os componentes elétricos/eletrônicos nos GGE devem ser protegidos por equipamentos localizados em pontos específicos dos troços de cablagem.

O campo solar FV está ligado a uma Caixa de Junção DC que através do dispositivo de corte DC permite interromper e isolar o circuito de forma independente e eficaz. Também tem como função proteger as conexões de fileira contra sobretensões, sobreintensidades e junta todos os condutores no cabo principal DC, situado entre o campo gerador solar FV e o inversor DC/AC.

Cada inversor está protegido por um conjunto de equipamentos elétricos de proteção que devem estar contidos numa Caixa de Proteção AC: um interruptor de corte e isolamento AC, dispositivo de corte automático e descarregador de sobretensões na saída

Entre os reguladores e o banco de baterias existe uma caixa de fusíveis de proteção, do tipo NH01.

As normas mencionadas obrigam a instalação de proteção contra sobretensão adicional na cablagem principal entre campo gerador FV, Caixa de Junção DC, inversor DC/AC e o Quadro de Distribuição Principal AC, caso estas ultrapassem os valores limites estabelecidos.

A cablagem utilizada terá de cumprir todos os requisitos de bom funcionamento, com perdas e quedas de tensão, tanto para o lado DC como para o lado AC, em conformidade com as normas de referência.

O encaminhamento e ligação da cablagem deve ser efetuado com os sistemas de tubagem e material de suporte adequados, tal como as boas práticas de instalação obrigam.

Os GGE devem possuir equipamentos de medição e monitorização da: geração de energia AC; geração de energia DC; estado e mensagens de erro do inversor; irradiância; temperatura ambiente. Estes aparelhos devem ser capazes que comunicar a informação por cabos ou wireless. Os dispositivos devem ser incorporados nos inversores de maneira a poder realizar a monitorização conjunta dos parâmetros descritos e de operação do inversor.

Deve ser fornecido o PC com o sistema operativo (S.O.) que garanta o suporte da receção e processamento de dados provenientes da monitorização. Este deve funcionar como central de comando, controlando as opções de funcionamento dos GGE. Este deve estar completamente equipado com acessórios de *interface* necessários.

A arquitetura do sistema GGE em termos de produção, armazenamento e gestão de energia é AC-*coupled*. Os inversores, injetam a corrente no Quadro de Distribuição Principal AC e os reguladores de carga e geradores a diesel diretamente no SCGP (reguladores de carga e geradores a diesel) todos eles em AC. O SCGP injeta a energia na rede elétrica de distribuição isolada (*mini-grid*) em Baixa-Tensão através de um Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT). O QGBT não está incluído no presente contrato.

6. Conclusão

Os estudos preliminares realizados pela TESE e parceiros, permitiram retirar as informações básicas sobre o consumo atual e projeção a 10 anos tal como a opção tecnológica escolhida. A divisão do consumo em três sectores, concretamente o residencial, comercial e institucional, associados às taxas de crescimento da população na Guiné, caracterizam o serviço que a CFH terá de satisfazer no futuro. No entanto, a incerteza social-política-económica deste país, são fatores que podem influenciar significativamente o crescimento da população, taxa de adesão e disponibilidade económica/financeira para aceder ao serviço de energia.

Os pressupostos e estudos efetuados para a projeção da curva de carga, ainda que analisados por várias partes envolvidas no projeto, terão de ser interpretados com cuidado e de forma evolutiva, sendo recomendado adequar a curva de carga conforme as sazonalidades e consumos reais dos habitantes e comerciantes de Bambadinca. Esta análise da evolução será crucial para garantir um serviço fiável, técnica e financeiramente sustentável, e de qualidade.

O desempenho da CFH será afetado de forma direta pelo clima local, especialmente nas épocas de maior intensidade das chuvas e calor. Para analisar e prever os impactos que estes fenómenos terão na CFH, esta é equipada com um sistema de monitorização que permitirá projetar séries temporais no futuro de maneira a mitigar possíveis problemas que possam surgir.

Todos os equipamentos estudados para a solução técnica da CFH, foram escolhidos tendo como principal objetivo garantir a perfeita operação da mesma. Não foram considerados constrangimentos financeiros no dimensionamento nem na escolha dos modelos e materiais, sendo que os limites orçamentais serão o último condicionante para o fornecimento, construção e comissionamento da CFH. Embora o constrangimento orçamental não tenha afetado a escolha dos modelos, os custos associados à O&M no futuro foram considerados dado que influem diretamente sobre a sustentabilidade do CFH no longo prazo

O presente trabalho resultou num caderno de encargos que foi submetido a concurso público internacional para aquisição dos serviços de fornecimento, instalação, construção e comissionamento da CFH. O contrato foi assinado, 7 meses após o lançamento do concurso, sendo expectável que a CFH entre em funcionamento em Janeiro de 2014.

7. Bibliografia

Deutsche EXIDE GmbH. (2004). *Industrial Batteries - Standby Power Classic OPzS, Energy storage for economical safety - Specifications*. Deutsche EXIDE GmbH.

Instituto Nacional de Estatística. (2009). *Recenseamento Geral da População e Habitação*.

Antonio Luque, S. H. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons Ltd.

Bella Espinar, D. M. (2011). *The Role of Energy Storage for Mini-Grid Stabilization*. IEA-PVPS.

Carlos Domingos, Daniel Albuquerque, João Correia e José Sousa. (2012). *Desenho e dimensionamento de uma rede de distribuição de energia eléctrica na vila de Bambadinca, Guiné-Bissau*. FCUL.

CEIC, Jay Apt, Aimee Curtright. (2008). *The Spectrum of Power from Utility-Scale Wind Farms and Solar Photovoltaic Arrays*.

CERTIEL. (2001). *Guia Técnico de Instalações eléctricas estabelecidas em condomínios fechados*.

Comissão Europeia - Joint Resarch Center. (s.d.). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Obtido em 25 de 04 de 2013, de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Comissão Europeia. (s.d.). *Delegação da Comissão Europeia na Guiné-Bissau*. Obtido em 25 de 04 de 2013, de <http://www.guine-bissau.net/ue/pt/clima.html>

Comissão Europeia. (s.d.). *Europaid*. Obtido em 19 de 04 de 2013, de <http://ec.europa.eu/europeaid/prag/document.do;jsessionid=wkzyRJ1Y2FBGTTp3GqhN1vgJJGThCmWvf4hWq2CL8dxPR1kX72VN!240144060>

Conlog. (s.d.). *Conlog*. Obtido em 26 de 04 de 2013, de <http://www.conlog.co.za/pages/ProductsServices/Single-Phase-Meters.html>

Diesel Service and Supply. (s.d.). Obtido em 26 de 04 de 2013, de http://www.dieselserviceandsupply.com/Power_Calculator.aspx

Direcção Geral da Energia. (2000). *Regras Técnicas de Instalações em Baixa Tensão*. Ministério da Economia.

ESMAP, World Bank. (2007). *Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies Energy*.

IEC. (2009). 60364-4-41: Instalações eléctricas em edifícios - Protecção contra choques .

IEC . (2005). *IEC 60439-2 - Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 2: Particular requirements for busbar trunking systems (busways)*.

IEC 61215 - Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.

IEC. (2005). *IEC 60364-4-41 - Low-voltage electrical installations - Part 4-41: Protection for safety - Protection against electric shock.*

IEC. (2010). *IEC 60364-4-42 - Low-voltage electrical installations - Part 4-42: Protection for safety - Protection against thermal effects.*

IEC. (2008). *IEC 60364-4-43 - Low-voltage electrical installations - Part 4-43: Protection for safety - Protection against overcurrent.*

IEC. (2009). *IEC 60364-5-52 - Low-voltage electrical installations - Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems.*

IEC. (2011). *IEC 60364-5-54 - Low-voltage electrical installations - Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment - Earthing arrangements and protective conductors.*

IEC. (2002). *IEC 60364-7-712 - Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems.*

IEC. (2004). *IEC 60439-1 - Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 1: Type-tested and partially type-tested assemblies.*

IEC. (2001). *IEC 60529 - Degrees of protection provided by enclosures (IP Code).*

IEC. (2008). *IEC 60755 - General requirements for residual current operated protective devices.*

IEC. (2002). *IEC 60896-1 - Stationary lead-acid batteries - General requirements and methods of test. Part 1: Vented types.*

IEC. (2005). *IEC 61215 - Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.*

IEC. (2012). *IEC 61439 - Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 1: General rules.*

IEC. (2013). *IEC 61730 - Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction.*

IEEE. (1986). *IEEE 535-1986 - Qualification of Class 1E Lead Storage Batteries for Nuclear Power Generating Stations.*

IEG, World Bank. (2008). *The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits.*

Instituto Nacional de Estatística. (2009). *3º Recenseamento Geral da População e Habitação.*

Instituto Português de Apoio ao Desenvolvimento (IPAD). (2008). *Plano Indicativo de Cooperação da Guiné Bissau*.

IST. (2004). *Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. ALTENER.

Marinha USA. (s.d.). *Marinha USA*. Obtido em 26 de 04 de 2013, de <http://aa.usno.navy.mil/data/docs/AltAz.php>

Ministério da Economia do Plano e Integração Regional. (2004). *Documento Estratégico Nacional de Redução de Pobreza I*. Bissau: República da Guiné Bissau.

Ministério da Economia do Plano e Integração Regional. (2011). *Documento Estratégico Nacional de Redução de Pobreza II*. Bissau: República da Guiné Bissau.

Neil Cullen, J. T. (2002). *Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage networks*. IEA-PVPS.

Niez, A. (2010). *COMPARATIVE STUDY ON RURAL ELECTRIFICATION POLICIES IN EMERGING ECONOMIES*. IEA.

República da Guiné-Bissau, Secretaria de Estado da Energia. (2005). *Estratégia Energia Doméstica da Guiné-Bissau*.

Rusch W., V. K. (2006). *FLOODED (VLA), SEALED (VRLA), GEL, AGM TYPE, FLAT PLATE, TUBULAR PLATE: THE WHEN, WHERE, AND WHY. HOW DOES THE END USER DECIDE ON THE BEST SOLUTION?* BAE Batterien GmbH.

S. B. Kjaer, J. K. (2005). *A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Module*. IEEE.

Schneider Electric. (2012). *Safe and reliable photovoltaic energy generation*. Schneider Electric.

Secretaria de Estado da Energia. (2005). *Carta de Política de Desenvolvimento de Energias Domésticas da Guiné-Bissau*. Bissau: Republica da Guiné-Bissau.

Secretaria de Estado da Energia. (2007). *Plano Nacional de Energias Domésticas da Guiné-Bissau*. Bissau: República da Guiné-Bissau.

SMA Solar Technology AG. (2010). *Installation Guide - SMC9-11TLRP-IEN100640*.

TESE. *Estudo de Caracterização Socioeconómica e do Consumo Energético de Bambadinca*.

TESE. (2010). *Estudo de Viabilidade Técnica, Financeira, Económica e Ambiental*.

Thomas Tamo Tatiétsé, P. V. (2000). *Contribution to the analysis of urban residential electrical energy demand in developing countries*.

TON D., H. C. (2008). *Grid Integration Systems - Energy Storage (SEGIS-ES). Tech. Rep. SAND2008-4247*. Sandia National Laboratories.

UNDP. (2011). *Regional and National Trends in the Human Development Index 1980 - 2011*.

Universidade Complutense de Madrid. (s.d.). *Sistema de Clasificación Bioclimática Mundial*. Obtido em 25 de 04 de 2013, de <http://www.ucm.es/info/cif/station/gu-bissa.htm>

UNPD, World Bank, ESMAP. (2005). *Energy Services for the Millennium Development Goals*.

UTE. (2008). *UTE C 15-712 - INSTALLATIONS ELECTRIQUES A BASSE TENSION; Guide Pratique - Installations photovoltaïques*. UTE.

VAN DEN BOSSCHE P., V. F. (2006). An assessment of sustainable battery technology. *Journal of Power Sources* 162 , 913–919.

Ward BOWER, M. R. (2002). *Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility - interactive power systems*. IEA-PVPS.

World Bank. (2000). *Mini Grid Design Manual*.

8. Anexos

Anexo I - Cálculo da Potência de Pico

Cálculo da Potência de Pico com base no caso Português

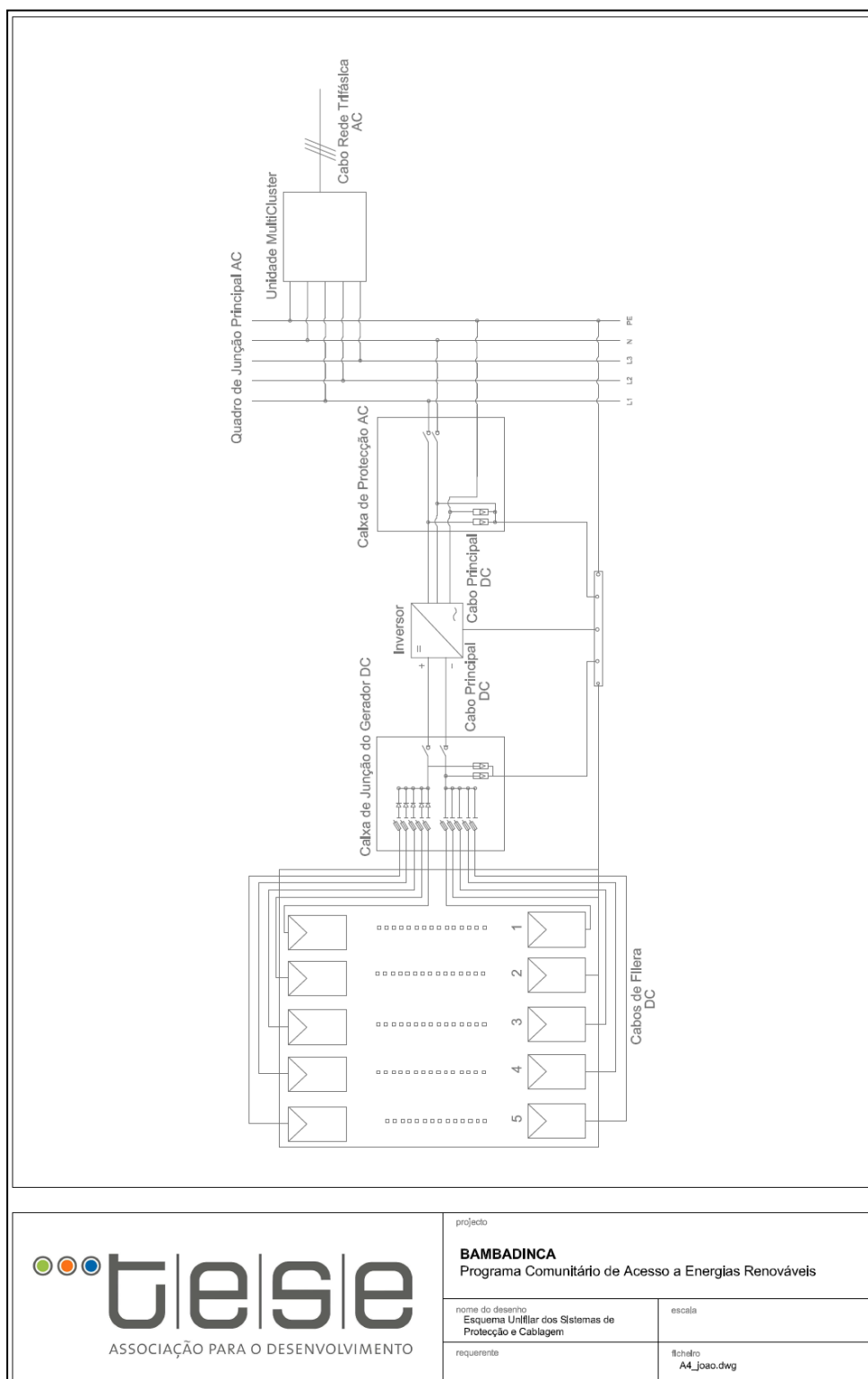
	Número de utilizadores	Potência de consumo nominal (W)	Potência de consumo nominal total (W)	Coefficiente de simultaneidade	Potência de consumo por sector (W)
A. Residencial					
Min-100	347,72	136,00	47289,62	0,24	11486,74
100-200	454,18	176,00	79935,55	0,24	18987,77
200-300	263,56	231,00	60882,69	0,25	15176,69
300-Máx	134,55	1192,00	160388,09	0,27	43139,12
Total	1200,01	1735,00	348495,95	0,22	88790,32
Total (% relativa)	91%				
B. Comércio					
Mercearia	46,97	311,00	14608,24	0,57	8369,86
Gasoleo e Gasolina	6,52	126,00	822,01	0,70	571,92
Peças Automóvel, Mota e Bicicleta	13,05	74,00	965,53	0,64	616,42
Roupa e/ou Sapatos	14,35	44,00	631,51	0,63	399,10
Restaurante	5,22	237,00	1236,92	0,72	889,18
Salão de Dança	3,00	7420,00	22260,00	0,79	17555,91
Alfaiataria	3,91	1350,00	5284,33	0,75	3977,63
Carregamento Telemoveis	3,91	541,00	2117,65	0,75	1594,00
Medicamentos	5,22	104,00	542,79	0,72	390,19
Outro	6,52	259,00	1689,68	0,70	1175,61
Total	108,69	10466,00	50158,66	0,55	35539,80
Total (% relativa)	8%				
C. Instituições					
Mesquita/Igrejas	8,00	267,00	2136,00	0,68	1445,60
Missão Católica	1,00	725,00	725,00	1,00	725,00
Centro de saúde	1,00	155,00	155,00	1,00	155,00
Escolas	4,00	275,00	1100,00	0,75	825,00
Quartel	1,00	307,00	307,00	1,00	307,00
Polícia	1,00	487,00	487,00	1,00	487,00
Total	16,00	2216,00	4910,00	0,63	3944,60
Total (% relativa)	1%				

C. Iluminação publica	20760
<hr/>	
	Potência total a dimensionar para o inversor (kW)
	149,03

Cálculo da Potência de Pico com base no caso Camaronês

	Número de utilizadores	Potência de consumo nominal (W)	Potência de consumo nominal total (W)	Coefficiente de simultaneidade	Potência de consumo sector (W)	de por
A. Residencial						
Min-100	347,72	136,00	47289,62	1,00	47289,62	
100-200	454,18	176,00	79935,55	0,60	47961,33	
200-300	263,56	231,00	60882,69	0,60	36529,61	
300-Máx	134,55	1192,00	160388,09	0,40	64155,24	
Total	1200,01	1735,00	348495,95	0,22	195935,80	
Total (% relativa)	91%					
B. Comércio						
Mercearia	46,97	311,00	14608,24	1,00	14608,24	
Gasoleo e Gasolina	6,52	126,00	822,01	1,00	822,01	
Peças Automóvel, Mota e Bicicleta	13,05	74,00	965,53	1,00	965,53	
Roupa e/ou Sapatos	14,35	44,00	631,51	1,00	631,51	
Restaurante	5,22	237,00	1236,92	1,00	1236,92	
Salão de Dança	3,00	7420,00	22260,00	1,00	22260,00	
Alfaiataria	3,91	1350,00	5284,33	1,00	5284,33	
Carregamento Telemoveis	3,91	541,00	2117,65	1,00	2117,65	
Medicamentos	5,22	104,00	542,79	1,00	542,79	
Outro	6,52	259,00	1689,68	1,00	1689,68	
Total	108,69	10466,00	50158,66	1,00	50158,66	
Total (% relativa)	8%					
C. Instituições						
Mesquita/Igrejas	8,00	267,00	2136,00	1,00	2136,00	
Missão Católica	1,00	725,00	725,00	1,00	725,00	
Centro de saúde	1,00	155,00	155,00	1,00	155,00	
Escolas	4,00	275,00	1100,00	1,00	1100,00	
Quartel	1,00	307,00	307,00	1,00	307,00	
Polícia	1,00	487,00	487,00	1,00	487,00	
Total	16,00	2216,00	4910,00	0,63	4910,00	
Total (% relativa)	1%					
C. Iluminação publica					20760	
<hr/>						
			Potência total a dimensionar para o inversor (kW)			
						271,76

Anexo II - Esquema multifilar dos sistemas de proteção e cablagem



Anexo III - Esquema multifilar do QPAC

